

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы				
Особенности интерпретации гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием				

УДК 622.243.24:532.5-047.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Айбатова Анастасия Павловна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Абраменко Никита Сергеевич			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Зятиков П. Н.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Айбатова Анастасия Павловна

Тема работы:

Особенности интерпретации гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием	
Утверждена приказом директора	1396/с от 01.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Исходными данными для работы являются: 1. Научные статьи, публикации на основе которых проводился литературный обзор и сравнительный анализ результатов ГДИС и АД. 2. Результаты интерпретации ГДИС 3. Данные о составе и свойствах пластового флюида 4. Результаты лабораторных исследований керна 5. Фактические данные по добыче и давлениям
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Применение Анализа добычи на скважинах с горизонтальным окончанием
Перечень графического материала	1. Представление полулогарифмического графика в виде производной. 2. Основные режимы притока к горизонтальному стволу скважины. 3. Зависимость вида диагностического графика от соотношения вертикальной и радиальной проницаемости.

	<p>4. График Блэйсингейма.</p> <p>5. График в двойном логарифмическом масштабе. а. Приведенное давление. б. Интеграл приведенного давления.</p> <p>6. График динамики добычи.</p> <p>7. Обзорная карта.</p> <p>8. Тектоническая карта.</p> <p>9. Общий вид исходных данных для анализа по скважине №5558 месторождения ХХХ.</p> <p>10. Общий вид исходных данных для анализа по скважине №5538 месторождения ХХХ.</p> <p>11. Диагностический график аналитической модели скважины №5558.</p> <p>12. График Блэйсингейма аналитической модели скважины №5558.</p> <p>13. График истории добычи аналитической модели скважины №5558.</p> <p>14. Диагностический график аналитической модели скважины №5538.</p> <p>15. График Блэйсингейма аналитической модели скважины №5538.</p> <p>16. График истории добычи аналитической модели скважины №5538.</p> <p>17. Фрагмент модели анализируемого участка скважин №5558 и 5538 ХХХ месторождения.</p> <p>18. График динамики добычи при численном моделировании скважины №5558 месторождения ХХХ.</p> <p>19. График динамики добычи при численном моделировании скважины №5538 месторождения ХХХ.</p> <p>20. Прогноз изменения дебита скважины №5558.</p> <p>21. Прогноз изменения забойного давления скважины №5558.</p> <p>22. Прогноз изменения дебита скважины №5538.</p> <p>23. Прогноз изменения забойного давления скважины №5538.</p> <p>24. Адаптация параметров модели к забойному давлению скважины №5538 в ПО «Saphir».</p> <p>25. Адаптация параметров модели к забойному давлению скважины №5558 в ПО «Topaze»</p> <p>26. Совмещенный график зависимости технологической себестоимости от производственной программы.</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.
Иностранный язык	Болсуновская Л.М.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Айбатова Анастасия Павловна		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№ 1	Результаты обучения 2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 106 с., 27 рисунков, 8 таблиц, 21 источник, 1 приложение.

Ключевые слова: ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, АНАЛИЗ ДОБЫЧИ.

Объектом исследования являются добывающие скважины с горизонтальной ориентацией ствола.

Основной целью настоящей работы является определение возможности применения анализа добычи для получения параметров скважины и пласта, как дополнения гидродинамическим исследованиям на неустановившихся режимах фильтрации.

В процессе работы в ПК Toraze был произведен анализ добычи нескольких скважин нефтяного месторождения «XXX», определены параметры работы системы «скважина – пласт», сделано сравнение полученных результатов адаптации с имеющимися характеристиками объектов, и на основе опытов выдано заключение о возможности применения данного исследования как альтернативы стандартным ГДИС.

Область применения: гидродинамические исследования скважин.

Экономическая значимость работы: проведен сравнительный расчет экономической эффективности анализа добычи перед гидродинамическими исследованиями на неустановившихся режимах фильтрации.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Адаптация – процесс изменение параметров модели с целью наилучшего совмещения с замерными данными;

Интерпретация – обработка результатов гидродинамического исследования с целью получения параметров пласта и скважины.

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

АД– анализ добычи

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ГРП – гидроразрыв пласта;

КВД – кривая восстановления давления

ПЗП – призабойная зона пласта

ПК – программный комплекс;

ПО – программное обеспечение;

ППД – поддержание пластового давления

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

ТМС – термоманометрическая система;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	18
1.1 Уравнение пьезопроводности.....	18
1.2 Влияние объема ствола скважины и скин-эффект	20
1.3 Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации	23
1.4 Особенности режимов фильтрации к горизонтальным скважинам	26
1.5 Анализ добычи	30
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	38
2.1 Информация о месторождении.....	38
2.1.1 Общие сведения о месторождении и участке недр	38
2.1.2 Стратиграфия.....	39
2.1.3 Тектоника.....	43
2.1.4 Нефтегазоносность.....	44
2.2 Программные комплексы	44
3 ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА "АНАЛИЗ ДОБЫЧИ" ДЛЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН XXX НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО).....	46
3.1. Оценка качества входных данных.....	47
3.2. Создание аналитической модели.....	50
3.3. Создание численной модели. Анализ взаимовлияний между скважинами	55
3.4 Прогноз работы скважины	59
3.5. Адаптация динамического пластового давления	63
3.6 Сопоставление и интерпретация результатов исследований	65

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	67
4.1 Расчет экономической эффективности исследования скважин методом анализа добычи.....	67
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
5.1. Производственная безопасность	75
5.2 Экологическая безопасность.....	80
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88
Приложение А	91

ВВЕДЕНИЕ

Текущее состояние нефтедобывающего комплекса характеризуется истощением промышленных запасов углеводородов и ухудшением структуры остаточных ресурсов. Переход большинства высокопродуктивных месторождений Западной Сибири в позднюю стадию разработки, и как следствие, снижение объемов добычи на месторождениях приводит к необходимости разработки залежей, имеющих неблагоприятные для извлечения условия залегания и (или) физическими свойствами насыщающих флюидов.

Одним из эффективных путей вовлечения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в разработку является бурение горизонтальных скважин (ГС). Данное мероприятие позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу продуктивных отложений.

В результате есть возможность эксплуатировать месторождения раздельными сетками скважин, снизить депрессии, увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин.

Доказано, что разработка залежей углеводородов системами горизонтальных скважин обладает преимуществом перед традиционной:

- планируется ориентация ствола, что обеспечивает возможность управления гидродинамикой потоков в пласте;
- происходит снижение объемов поступления в скважину нежелательных пластовых флюидов за счет проявления качественно нового эффекта «конусообразования» и снижения депрессии на пласт;
- значительно возрастает спектр применения вторичных и физико–химических методов воздействия на пласт.

Технология проектирования и разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин позволяет:

- повысить коэффициент извлечения углеводородов из залежей;
- снизить экологическую напряженность в нефтегазодобывающих регионах;

-значительно повысить технико–экономические показатели разработки залежей углеводородов;

Но стоит учесть, что при разработке нефтяных месторождений горизонтальными или наклонно-направленными скважинами для обеспечения их эффективной работы необходимо проводить регулярный мониторинг изменения фильтрационных параметров пласта, а также отслеживать динамику пластового давления.

Гидродинамические исследования (ГДИС) на неустановившихся режимах являются эффективным способом оценки состояния около скважинного пространства и фильтрационных параметров удаленной части пласта, позволяют определить оптимальные режимы эксплуатации ГС, выявить факторы, влияющие на эффективность её работы. [2].

Однако для получения достоверных результатов необходимо достижение радиально режима притока жидкости из пласта к скважине, что приводит к длительному простую и значительным экономическим потерям.

В связи с этим, необходимость освоения дополнительных методов гидродинамических исследований ГС являются актуальными задачами нефтепромысловой практики .

Анализ добычи (АД) является естественным дополнением к анализу данных на неустановившихся режимах фильтрации, когда известны данные о давлении и дебите, и нужно произвести определенный анализ и интерпретацию, а также самостоятельным методом определения параметров работы скважины и характеристики пласта.

Цель работы. Определение возможности применения анализа добычи для получения параметров скважины и пласта, как дополнения (или альтернативы) гидродинамическим исследованиям на неустановившихся режимах фильтрации.

Основные задачи исследований.

1. Изучение метода анализа добычи

2. Апробация методики АД на примере горизонтальных скважин XXX нефтяного месторождения (ХМАО).

3. Оценка корректности получаемых при анализе добычи параметров.

Научная новизна

1. Оценена возможность применения анализа добычи для получения параметров пласта и скважины

2. Определена зависимость вида получаемых диагностических графиков и как следствие результатов интерпретации от качества входной информации.

Основные защищаемые положения

1. Экспериментальное обоснование возможности применения анализа добычи для получения параметров работы системы скважина-пласт.

2. Зависимость результатов анализа добычи от качества исходной информации о режимах скважины.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. С учетом исходных данных выполнена оценка ФЕС пласта в области дренирования, определено пластовое давление и выполнен прогноз динамики добычи для исследуемой скважины.

2. Полученные по анализу добычи данные позволят уточнить особенности работы пласта в области исследуемой скважины, степень ее взаимодействия с окружением, а также использовать результаты при выборе оптимального режима работы.

Степень разработанности темы исследования

В развитие проведения и обработки результатов гидродинамических исследований скважин значительный вклад вносят сотрудники научно-исследовательских и проектных институтов компании ПАО «НК «Роснефть», научно-технических центров ПАО «Газпром нефть».

Компания «СИАМ», осуществляющая подрядные работы по проведению ГДИС, регулярно проводит конференции по проблемам отрасли, а также публикует материалы по различным экспериментальным результатам, полученным в рамках проводимых работ.

В работах Сергеева В.Л. рассматриваются результаты адаптивной интерпретация КВД в горизонтальных скважинах с диагностикой потоков

Среди зарубежных исследователей ярко выделяются работы сотрудников компании KARPA Engineering, внедривших метод анализа добычи в пакет программ для интерпретации ГДИС – Оливье Узе, Дидье Витура, Оле Фьяре

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются добывающие скважины с горизонтальной ориентацией ствола. Предметом исследования являются данные по технологическим параметрам работы скважины.

Обработка данных проведена в программном комплексе Toraze G5 KARPA-Workstation.

Доступ к рассматриваемой информации получен в рамках выполнения подрядных работ в составе штата геологов компании ООО «Альтаир» (г.Томск), которая производит полный комплекс работ, связанных с выполнением гидродинамических исследований на территории России и Республики Казахстан. Автор является непосредственным исполнителем приведенных в данной работе исследований. Название месторождения, объекта разработки в данной работе зашифровано, согласно желанию правообладателя.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Уравнение пьезопроводности

Закон Дарси является основным фундаментальным законом, применяемым в анализе динамического потока. Он используется для вывода уравнения пьезопроводности, чтобы определить градиент давления по скважине и даже для непроницаемых границ.

Его дифференциальную форму можно задать в линейных координатах для линейного потока и в цилиндрических координатах для радиального потока. При использовании радиальных координат расход для добывающей скважины принимается положительным, т.е. подразумевается течение из пласта в скважину.

Формула Дарси в линейных координатах, в направлении x :

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{q_x \mu}{k_x A}$$

Формула Дарси в радиальных координатах:

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q \mu}{k A}$$

Уравнение пьезопроводности показывает, как в элементарном объеме породы давление будет изменяться во времени, как функция локального градиента давления вокруг этого элементарного объема. [13].

Фундаментальная теория анализа динамического потока пользуется простейшим уравнением пьезопроводности со следующими исходными допущениями:

- Однородность и изотропность коллектора.
- Однофазность и малая сжимаемость флюида.
- Влияние силы тяжести игнорируется (в противном случае уравнение пьезопроводности записывается для потенциала, а не давления).
- Справедлив закон Дарси.
- Свойства коллектора и флюида не зависят от давления.

При данных условиях уравнение пьезопроводности выводится из следующих уравнений:

- Закон сохранения массы или неразрывности. Это практическое правило, гласящее, что ничто не сохраняется, и ничто не исчезает; вещи просто перемещаются или преобразуются (Антуан Лавуазье, Франция, 1785).

$$\frac{\partial \rho q_x}{\partial x} = A \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}$$

- Уравнения Дарси.

$$q_x = \frac{k_x A}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}$$

- Уравнений состояния для малосжимаемой среды - коэффициентов сжимаемости породы и флюида.

$$c_r = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad c_f = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

Таким образом получается:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x A \rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = A \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}$$

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = k_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right)$$

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \left(\rho \frac{\partial \phi}{\partial p} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t} = \rho\phi \left(\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_x}{\rho\phi(c_r + c_f)} \frac{\partial p}{\partial x} \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right)$$

Считая, что флюид малосжимаем, т.е. не зависит от давления:

$$c_t = c_r + c_f \quad \frac{\partial p}{\partial x} \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$$

Уравнение пьезопроводности в направлении x (для линейного потока):

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_x}{\mu\phi c_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$$

В случае радиально течения:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu \phi c_t} \frac{1}{r} \left(\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right)$$

Исходя из полученного выражения получаем следующие закономерности:

- Если кривизна профиля давления положительная, то будет локальный рост давления. Если кривизна отрицательная, давление будет уменьшаться. Скорость изменения давления в любом направлении пропорциональна этой кривизне.

- Чем выше проницаемость, тем быстрее будет меняться давление.

- Чем больше вязкость, тем медленнее будет меняться давление.

- Отношение k/μ , которому пропорциональна скорость реакции, также называется подвижностью (коэффициентом гидропроводности).

- Чем больше пористость, тем меньшее изменение давления потребуется для добычи одинаковой массы флюида.

- Чем выше суммарная сжимаемость, тем медленнее изменения давления, то есть, чем более сжимаем пласт, тем меньшее изменение давления потребуется для получения одинаковой массы флюида.

- Отношение $1/\phi c_t$, которому пропорциональна амплитуда реакции, также называется коэффициентом упругоемкости пласта. [13].

1.2 Влияние объема ствола скважины и скин-эффект

Когда скважина открывается для эксплуатации, первоначальный выход на поверхность происходит вследствие расширения флюидов, находящихся в сжатом состоянии в стволе скважины (приствольной зоне). Прежде чем коллектор начнет работать через вскрытую поверхность забоя, имеет место задержка во времени. В течение этой задержки во времени режим потока называется влиянием объема ствола на период эксплуатации и закрытого состояния, а иногда притоком флюида в скважину в период восстановления

после закрытия. Когда скважина закрывается на устье, дебит притока со вскрытой поверхности не сразу падает до нуля, и скважина продолжает давать приток в закрытом стволе. Здесь опять же имеет место задержка во времени, в течение которой "накопление" дает приток пластового флюида в скважину до тех пор, пока не упадет до нуля дебит со вскрытой поверхности и устья, и не прекратится влияние ствола. [21].

Для скважины, заполненной флюидом, коэффициент ствола выражается следующим образом:

$$C = V_w c_f$$

где C – эффект влияния объема ствола скважины

V_w – объем ствола скважины

c_f – сжимаемость флюида в скважине.

В прошлом влияние скважины обычно считалось помехой, особенно когда эффект накопления наблюдался очень долго и мог «скрыть» такие характеристики, как радиальное течение, разнородность и граничный (краевой) эффект. В то время прикладывались усилия к тому, чтобы любой ценой избежать эффекта послепритока, используя технологии испытаний, которые бы минимизировали или полностью ликвидировали ВСС (состояние закрытия в скважине). [13].

Однако на практике очень мало скважин имеют длительные периоды влияния ствола, а поскольку накопление необходимо при установлении согласования во времени для моделирования, некоторое ВСС перестало считаться помехой, а является даже необходимым.

В уравнении пьезопроводности при описании радиального течения в пористой среде предполагается постоянная проницаемость во всей области дренирования: от внешних границ до вскрытой поверхности забоя скважины. Также считается, что радиус скважины точно известен и постоянен по всей эффективной мощности пласта. Однако в ПЗП пласта вследствие ряда причин может происходить снижение проницаемости:

- проникновение бурового раствора и блокировка поровых каналов;

- набухание глин при контакте с фильтратом бурового раствора;
- химическое осаждение, например, выпадение CaCO_3 и BaSO_4 ;
- продвижение песчаных частиц к стволу скважины;
- сжатие породы;
- повреждение породы при перфорации
- закупорка пласта из-за наличия твердых частиц в закачиваемой жидкости;
- изменение глин при контакте с закачиваемой жидкостью;
- несовместимость закачиваемой жидкости с пластовым флюидом.

Для количественной оценки состояния ПЗП проводится учет изменения давления непосредственно у стенок скважины в дополнение к перепаду, вызванному радиальным притоком к скважине. Предполагается, что дополнительный перепад давлений («скин-эффект») происходит в зоне пренебрежимо малой толщины вокруг скважины, где проницаемость ухудшилась.

Безразмерный перепад давлений, характеризующий скин-эффект, называется скин-фактором и определяется выражением:

$$S = \frac{\Delta p_s}{18.41 \frac{q\mu}{kh}}$$

где S – скин-фактор

Δp_s – перепад давления в ПЗП под влиянием скин-эффекта

q – дебит скважины

k – проницаемость

μ – вязкость флюида

h – мощность пласта.

Скин-эффект может не быть постоянной величиной во времени. В течение начального периода «дренажа» (очистки) в исследованиях скважины скин-эффект имеет тенденцию к снижению. И наоборот, через значительные промежутки времени законченные скважины могут испытывать ухудшение

коллекторских свойств и продуктивности, с соответствующим увеличением скин-эффекта.

Отрицательные значения скин-фактора соответствуют случаям, когда проницаемость ПЗП по каким-либо причинам (интенсификация скважины) стала выше общей проницаемости пласта.

1.3 Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации

Исторически Анализ данных на неустановившихся режимах фильтрации складывался под названием «Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин», поскольку потенциальные данные для этого процесса собирались только во время проведения специфических промысловых операций (ГДИ), которые планировались с целью получения и интерпретации таких данных. За последние двадцать лет данный термин в значительной степени устарел, поскольку в настоящее время главными источниками данных на неустановившихся режимах фильтрации служат разного рода ГДИ, испытания пластов и все состояния закрытия скважин, где контроль осуществляется с помощью стационарных манометров.

Таким образом, сегодня под понятием Анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации понимается не столько операция по выдаче данных, сколько процесс их обработки.

Принцип анализа данных на неустановившихся режимах заключается в сборе информации (предпочтительно глубинной) о давлениях и дебитах и в концентрации на интересующем периоде, как правило, в период остановки (восстановление или падение), для осуществления процесса диагностики. Диагностика подводит к выбору модели, которая описывает тренд давления в рассматриваемый период. Часть процесса подразумевает согласование модельных параметров на данных путем попытки добиться максимально возможного совпадения. [13].

Процесс анализа данных на неустановившихся режимах фильтрации частично отличается от анализа добычи:

- Предпочтительнее избирать период, когда есть чистые данные по отклику давления. Именно поэтому обычно выбирается период остановки скважины. Анализ добычи, с другой стороны, сосредоточен на анализе работающей скважины, хотя формально состояния остановки не исключаются.

- Как следствие, данные на неустановившихся режимах фильтрации более выверенны, чем анализ добычи, где нужно увязывать множество модельных точек с большим объемом накопленных данных.

- Выбранный период для анализа на неустановившихся режимах фильтрации относительно непродолжителен (часы, дни, недели), тогда как временные сроки Анализа добычи – это месяцы и годы.

- В программе анализа на неустановившихся режимах процесс заключается в согласовании давлений, а не дебитов. Дебиты рассматриваются в качестве основной корректирующей функции и берутся для вычисления функций производных давления, шкал времени. В Анализе добычи же сопоставляются обычно дебиты и накопленная. При этом также возможно производить согласование на давлениях, приведенных к дебиту, что фактически есть обратная функция коэффициента продуктивности.

Методология ГДИС, до внедрения производной и использования ПК, представляла собой, по сути, ручной процесс: чередование совмещения палеток и специализированных анализов. Палеточные кривые без производной обладали плохими диагностическими возможностями, хотя использование специализированных графиков несколько упрощало процесс.

Значительные преобразования произошли в начале 1980-х гг., когда Доминик Бурде ввел свою знаменитую производную Бурде, что в дальнейшем позволило значительно упростить и ускорить процесс анализа данных на неустановившихся режимах. [13].

Производная Бурде есть наклон графика в полулогарифмическом масштабе, отображенного на графике в двойном логарифмическом масштабе (рис 1.1).

$$p' = \frac{d\Delta p}{d \ln(\Delta t)}$$

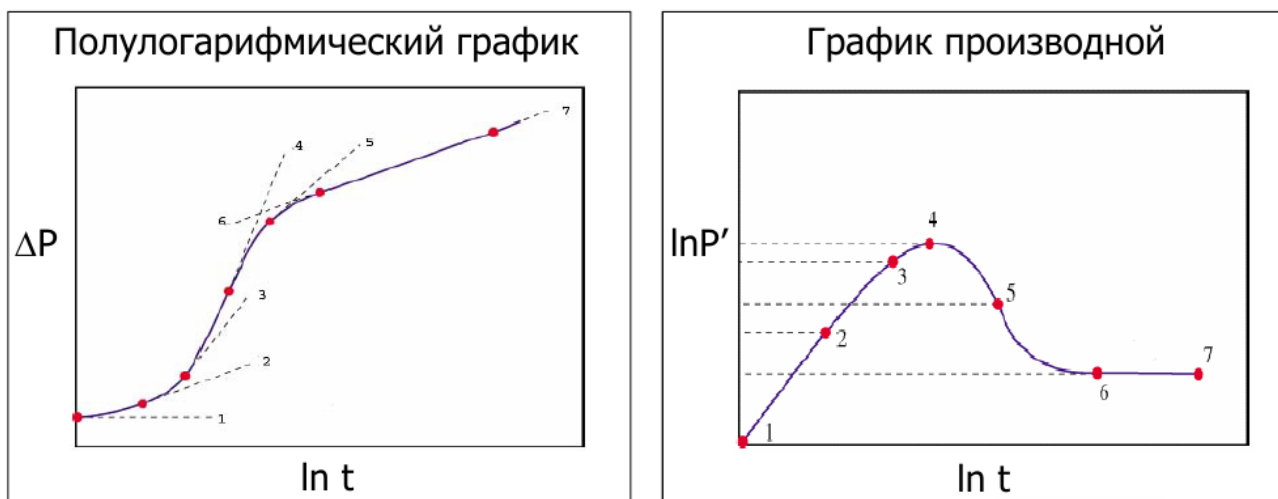


Рисунок 1.1 – Представление полулогарифмического графика в виде производной

На раннем этапе, при наличии чистого влияния объема ствола, кривые давления и производной Бурде объединяются на прямой единичного уклона на графике в двойном логарифмическом масштабе.

Другие режимы потоков раннего этапа, такие как линейное и билинейное течение, так же демонстрируют отличный специфический характер, как для давления, так и производной Бурде.

Линейный поток характеризуется тем, что изменение давления пропорционально корню времени. На графике в двойном логарифмическом масштабе линейный поток характеризуется половинным единичным наклоном на кривых давления и производной.

Режим билинейного потока обычно возникает на самом раннем этапе времени, и замечен не всегда. На графике производной и бил로그арифмическом представлен четвертичный уклон при билинейном течении. Билинейный поток сопровождается обычным линейным потоком, который характеризуется половинным единичным уклоном на двойной логарифмической шкале. [13].

Когда достигается радиальное течение, производная стабилизируется на уровне, равном уклону полулогарифмической прямой. Это свойство стало основной причиной для разработки производной, так как это легко и непосредственно идентифицирует радиальный поток на графике в двойном логарифмическом масштабе, что иногда почти невозможно на графике в полулогарифмическом масштабе.

В сочетании с единичным уклоном на раннем этапе во время влияния объема ствола, производная предоставляет прямой способ задавать согласование по давлению и времени на графике в двойном логарифмическом масштабе, просто путем расположения линии единичного уклона на режиме накопления ствола и расположения горизонтальной линии на характеристике радиального течения.

Одно это уже бы сделало производную Бурде ключевым инструментом для диагностики. Приятный сюрприз заключается в том, что производная способна на гораздо большее; и большинство скважинных, пластовых и граничных моделей несут на характеристике производной особые отличительные признаки. [13].

1.4 Особенности режимов фильтрации к горизонтальным скважинам

В свете преимуществ, которые открывают горизонтальные скважины для добычи углеводородов в осложненных условиях, они без сомнения являются мечтой инженера-технолога. Однако для инженера, пытающегося интерпретацию ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации по данным на таких скважинах они своего рода кошмар.

Причина постфактум достаточно очевидна: реальность гораздо сложнее модели. Имея дело с вертикальными скважинами зачастую сказывается весомый эффект усреднения, поэтому отклик измеряемого давления гораздо ближе к теоретическому. При исследовании горизонтальных скважин результаты весьма

чувствительны к исходным допущениям, касается ли это однородности пласта, или участка эффективной добычи горизонтальной скважины.

Безусловно, теоретические модели горизонтальных скважин существуют, и даже сопоставляются со многими экспериментальными данными, но в большинстве случаев имеются значительные отклонения, требующие качественного анализа. [14].

Исходные допущения к теоретическим моделям таковы: скважина принимается строго горизонтальной, в однородном пласте, также строго горизонтальном и однородном мощности. Коллектор изотропен в горизонтальной плоскости, но присутствует вертикальная анизотропию.

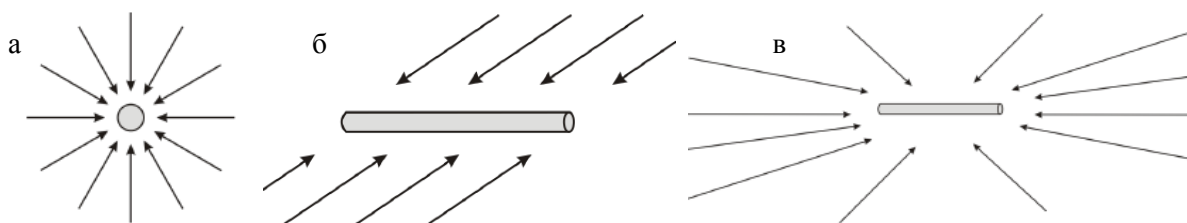


Рисунок 1.2 – Основные режимы притока к горизонтальному стволу скважины

Первый режим потока (рис 1.2, а), часто скрытый влияние объема ствола, это псевдорadiaльное течение в вертикальной плоскости, по аналогии с радиальным потоком в вертикальной скважине. Однако из-за анизотропии течение в пристволевой части скважины не носит характер круговорота, поскольку в вертикальном направлении движение как правило распространяется медленнее. Если бы коллектор был полностью изотропен во всех направлениях, тогда движение вокруг горизонтальной скважины было бы идеально радиальным.

Средняя проницаемость включает вертикальный и радиальный (горизонтальный) компонент с горизонтальной анизотропией. Мощность соответствует составляющей длине добывающей скважины.

$$(kh)_{early} = h_w \sqrt{k_z k_r}$$

Как только движение достигает верхней и нижней границ, течение становится линейным, эквивалентно геометрии параллельных разломов в вертикальной скважине (рис. 1.2, б), если геометрический скин-фактор имеет отрицательную величину. При низкой вертикальной проницаемости геометрический скин-фактор оказывается положительными, а поведение второго режима потока будет аналогично тому, что наблюдается в скважинах с неполным вскрытием (рис 1.3).

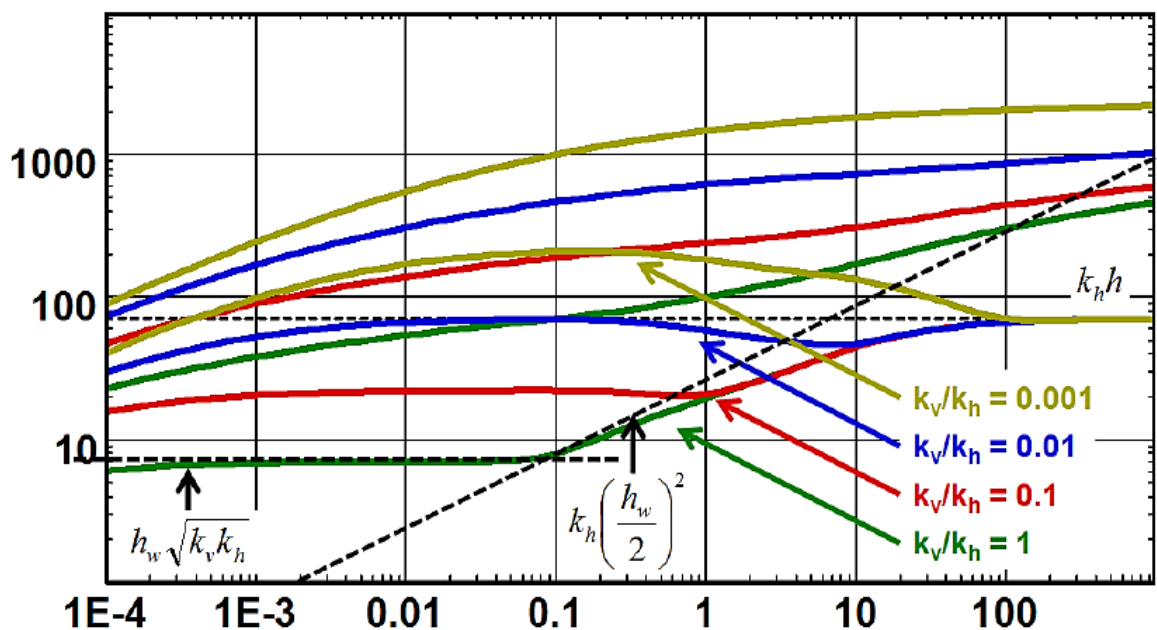


Рисунок 1.3 – Зависимость вида диагностического графика от соотношения вертикальной и радиальной проницаемости [14]

В конце концов, достаточно далеко от ствола скважины, где уже не учитываются размеры горизонтального участка, и течение снова становится радиальным, эквивалентно нормальному радиальному потоку в вертикальной скважине (рис 1.2, в), и если коллектор считается изотропным:

$$(kh)_{late} = k_r h$$

На рис 1.4 проиллюстрировано типичное (в соответствии с вышеописанной теоретической моделью) поведение.

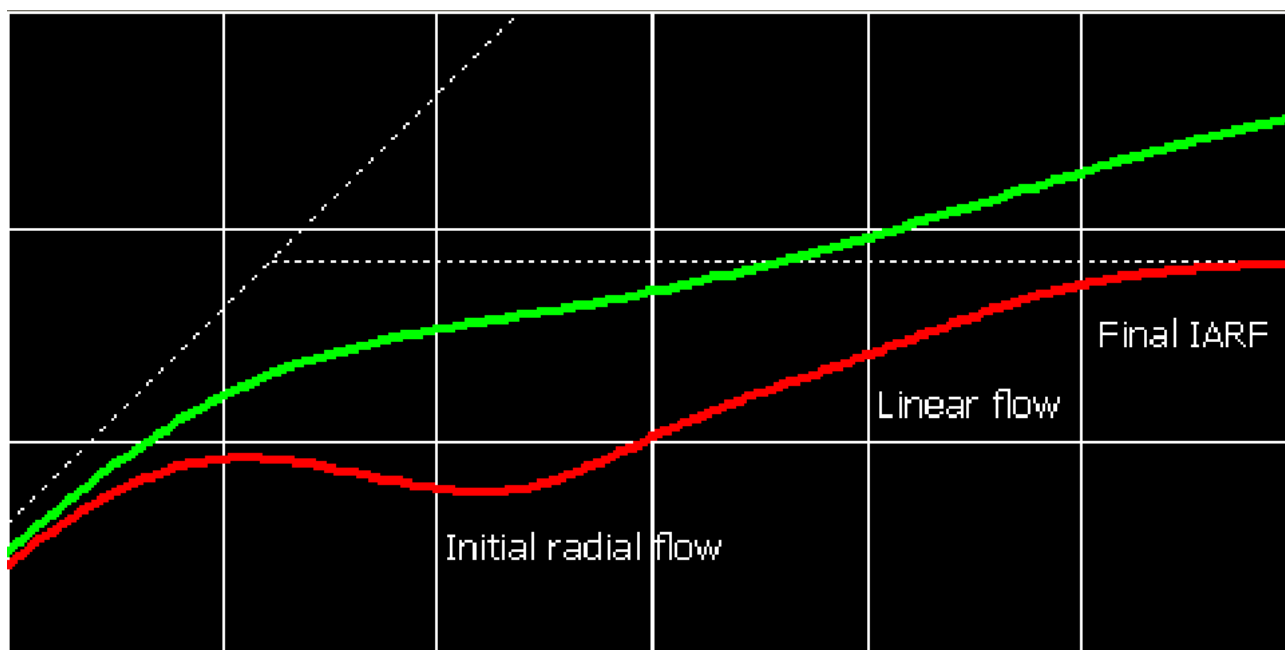


Рисунок 1.4 – Диагностический график горизонтальной скважины [13]

Таким образом, при теоретическом рассмотрении особенностей притока к горизонтальным скважинам, можно подумать, что проведение на них гидродинамических исследований не должно вызывать трудностей. Однако, как уже было сказано ранее, реальность гораздо сложнее теории.

Для получения достоверных результатов о параметрах системы необходимо наличие в отклике позднего радиального течения. Однако в условиях низкопроницаемых коллекторов восстановление забойного давления может продолжаться сотни, а зачастую, и тысячи часов, прежде чем будет достигнут псевдорадиальный режим притока. Как следствие, происходят длительные простои скважины и значительные потери в добыче. В связи с этим, большинство таких исследований заканчиваются досрочно, а все полученные в результате интерпретации параметры являются весьма оценочными. [10].

По причине всего вышеперечисленного возникает необходимость поиска новых подходов к проведению исследований на горизонтальных скважинах, которые демонстрировали бы удовлетворительную степень корректности получаемых параметров, а так же минимизировали затраты на проведение диагностики.

1.5 Анализ добычи

Анализ добычи, как и исследование данных на неустановившихся режимах фильтрации, применяется, когда известны данные о давлении и дебите, и нужно произвести определенный анализ и интерпретацию. В этом случае используются результаты измерений стационарных глубинных манометров, содержащих подходящие данные для обоих методов анализа.

АД начали применять в 1920-е гг. на чисто эмпирической основе в качестве финансового инструмента. В этом направлении отсутствовал какой-либо технический опыт, а целью было определение правильной функции падения, соответствовавшей прошлой динамике разработки и способствовавшей оценке будущей прибыли в долларах.

В 1940-х гг. была опубликована формулировка экспотенциала постоянного давления, гиперболической и частотной характеристик падения дебита (Арпс, 1945). До сих пор частично это делалось эмпирическим путем, но некоторые параметры могли с помощью специального анализа получать количественное выражение.

В 1960-е гг. появились первые ряды палеточных кривых, по-прежнему с допущением постоянного динамического давления. Палетка Фетковича объединила два семейства кривых: одно для неустановившегося режима фильтрации, а одно для отклика, вызванного границами на позднем этапе времени.

Появление производной Бурдэ и персональных компьютеров серьезным образом изменили ГДИС в 1980-е и 1990-е гг. По анализу добычи прогресс происходил медленнее, работы по большей части все еще выполнялись с применением методов Арпса и Фетковича, обычно в качестве приложений, связанных с базами данных о добыче. [13].

Традиционные методы анализа кривых падений и их обобщение с помощью палеточных кривых Фетковича были получены путем объединения

теоретического отклика модели и эмпирических разветвлений падения от Арпса. Однако применение данных методик имеет некоторые ограничения:

- подразумевается, что забойное давление практически постоянно. Феткович предполагает, что в случае сглаженности линии давления и равномерности его понижения можно использовать приведенный (нормированный) дебит по Δp .

- поведение скважины подразумевается постоянным, т.е. нет изменений скин-фактора со временем.

- зона дренирования рассматриваемой скважины является постоянной, т.е. эксплуатационные характеристики близлежащих скважин тоже должны быть стабильными (в установившемся режиме).

В настоящий момент данные методики отходят на второй план, уступая место новым способам диагностики.

График Блэйсингейма

Основным ограничением в палеточной кривой Фетковича является предпосылка постоянного динамического давления. Блэйсингейм и Маккрэй отмечают, что эта проблема не снимается использованием дебита, приведенного к давлению, когда происходят существенные колебания забойного давления. Они изыскали функции, которые преобразуют решение о переменных давлениях и переменных дебитах в решение эквивалентного постоянного давления или постоянного дебита. Они ввели специальные временные функции, t_{cr} для аналогии времени постоянного дебита, и t_{cp} для постоянного давления. В задаче с жидкостью временная функция аналогии постоянного времени задается как соотношение между накопленной добычей и дебитом:

Когда в двойном логарифмическом масштабе вычерчивается график зависимости нормированного дебита $\frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$ от этой функции, период потока под влиянием границ следует линии с отрицательным единичным уклоном. [13].

На основе этого результата Палацио и Блэйсингейм ввели палеточные кривые, которые можно использовать для режимов переменного динамического давления. Для того, чтобы улучшить качество интерпретации палеточных кривых, также была рассмотрена производная Бурдэ. Однако из-за присущих данным о добыче шумов производную применяли не в самом приведенном расходе, а в его интеграле. Точнее говоря, график палеточных кривых Палацио-Блэйсингейма показывает следующее:

Приведенный дебит:

$$PI(t) = \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$$

Интеграл приведенного дебита:

$$PI \text{ Int} = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)} d\tau$$

Производная интеграла приведенного дебита:

$$PI \text{ Int Der} = \frac{\partial(PI_{Int})}{\partial \ln(t_e)}$$

Все три кривые строятся относительно t_e в двойном логарифмическом масштабе.

Данным графиком пользуются как инструментом диагностики, где производится сравнение данных и отклика модели. Модель может быть любая - аналитическая или численная, по одной или нескольким скважинам и т.д. Можно либо отображать «достоверный» отклик модели, т.е. отклик по всей истории данных давления, либо отклик на отдельный скачок давления. Отклик на отдельный скачок давления показывает характерные признаки модели в конструктивной форме, в то время как отклик на настоящую динамику изменения давления обычно отличается неустойчивостью, поскольку эквивалентное время «прыгает» вперед и назад. [13]

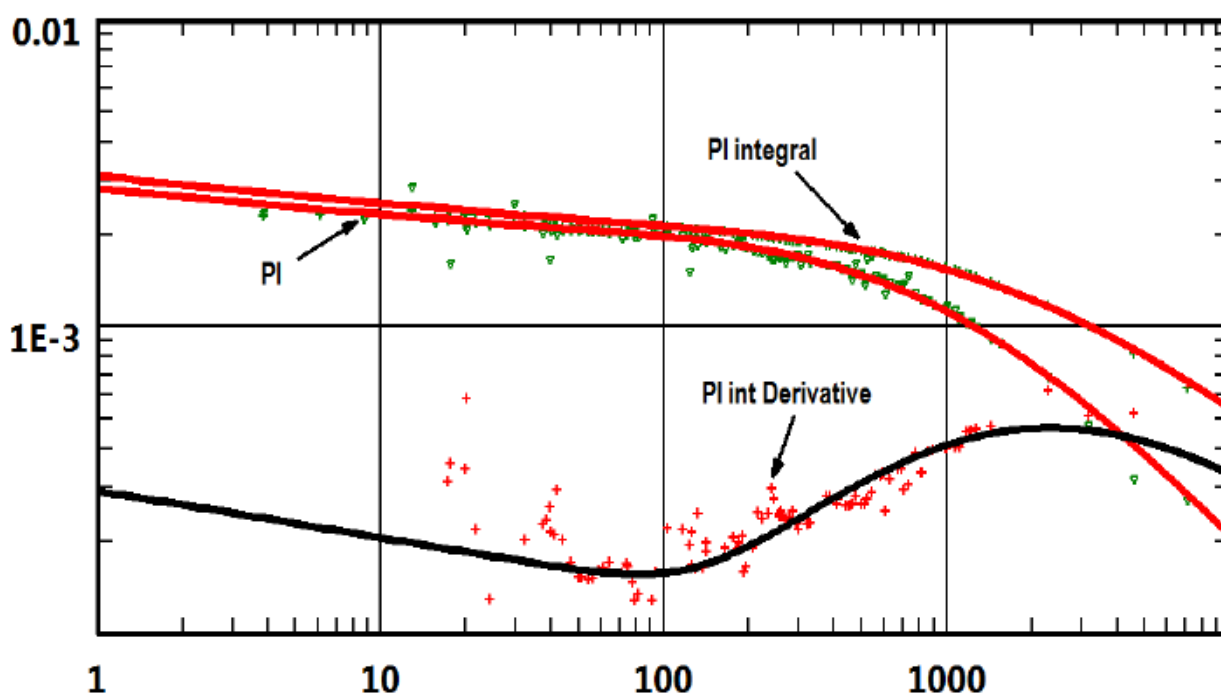


Рисунок 1.5 – График Блэйсингейма [14]

График в двойном логарифмическом масштабе

Если подставить вместо времени эквивалентное время, заданное как отношение накопленной добычи к дебиту, можно преобразовать замер переменного динамического давления в эквивалент постоянной добычи, по крайней мере для случая с жидкостью. Аналогично, можно вместо использования дебита приведенного к давлению работать с давлением, приведенным к дебиту.

Иными словами, для случая с фильтрацией жидкости, если мы построим зависимость $\frac{p_i - p_w(t)}{q(t)}$ от t_e в двойном логарифмическом масштабе, то поток под влиянием границ будет характеризоваться линией с единичным уклоном, аналогично псевдоустановившемуся состоянию при неуставившихся режимах фильтрации. Более того, если мы возьмем производную приведенного давления по логарифму, то неуставившийся режим будет характеризоваться стабилизацией на значении, связанном с гидропроводностью.

Схожесть с стандартным диагностическим графиком ГДИС получается полная. Однако же уровень шумов на производной обычно слишком высок (рис. 1.6, а). Один из обходных путей – решить интеграл приведенного давления способом по аналогии с тем, что выполнялось на палеточных кривых Палацио-Блэйсингейма (рис 1.6, б).

Интеграл приведенного давления:

$$I(t_e) = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{p_i - p_w(t)}{q(t)} d\tau$$

Производная Бурдэ интеграла приведенного давления:

$$I'(t_e) = \frac{\partial I(t_e)}{\partial \ln(t_e)}$$

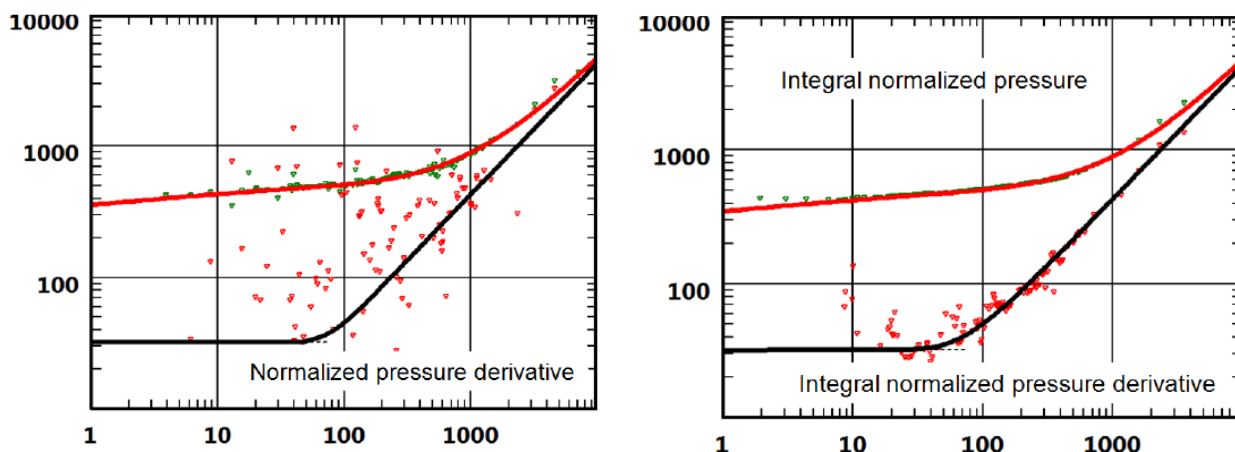


Рисунок 1.6 – График в двойном логарифмическом масштабе. а. Приведенное давление. б. Интеграл приведенного давления [14].

Применение интеграла сохраняет характерные признаки режимов фильтрации, в то же время значительно снижая уровень шумов. Отсюда такие определения дают инструмент диагностики, где можно пользоваться большинством обычных методов исследований скважины. В частности, явно возможно получить приближенную оценку показателя kh коллектора по уровню стабилизации производной. Зная значение kh , можно затем получить первую оценку размера коллектора по тенденции на позднем этапе времени с единичным

уклоном. Эти вычисления являются интегральной частью билогарифмического графика.

График динамики

Для сложных случаев и зашумленных данных, когда на этих графиках диагностики не заметно никакого специфического поведения, главным инструментом становится линейный график зависимости давления и дебитов от времени. Это не настоящая диагностика, а просто процесс оптимизации. При этих условиях реально ожидать только предварительной оценки таких параметров, как коэффициент продуктивности, гидропроводности и площади дренирования, и не более. При отсутствии любой иной информации для моделирования зоны дренирования скважины обычно подходит простейшее аналитическое решение – однородный круговой коллектор. Использование более сложных моделей может быть допустимо, если из других источников доступна дополнительная информация, и сведено к минимуму число параметров, которые можно изменять в процессе оптимизации.

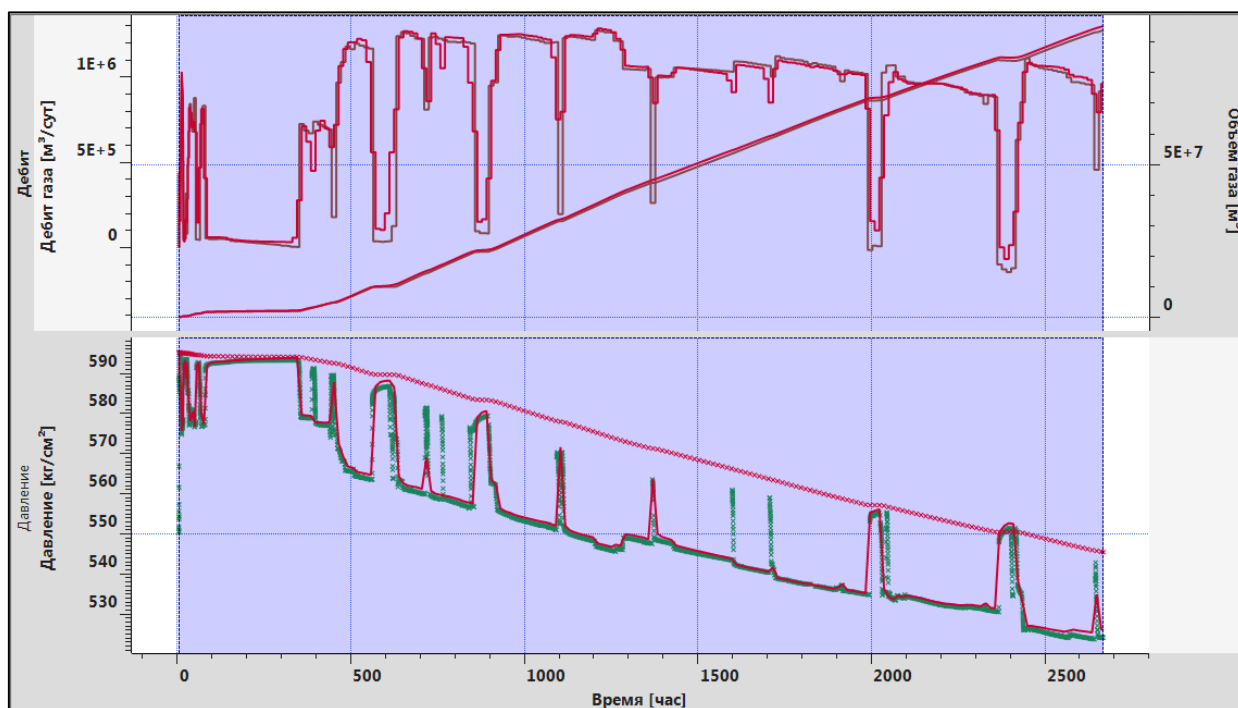


Рисунок 1.7 – График динамики добычи [14]

Сравнение Анализа добычи с Анализом данных на неустановившихся режимах фильтрации.

Методы АД и ГДИС пользуются одними и теми же исходными допущениями в отношении применения уравнения пьезопроводности и ограничивающих условий. Большинство разработанных в ГДИС аналитических и численных моделей можно использовать для АД с незначительными корректировками, такими как способность использовать давление в качестве исходных данных для моделирования дебитов методом суперпозиции.

В ГДИС одной из ключевых ступеней является диагностика, где на основе поведения производной инженер принимает решение, какая модель лучше всего подойдет для проведения анализа. Это становится возможным при четко выверенных данных и постоянной добыче, т.е. нулевой, во время КВД.

Динамика добычи может быть настолько рассеянной, что на отклики доминирующее влияние будут иметь неустановившиеся режимы фильтрации. В этом случае невозможно идентифицировать поведение псевдоустановившегося состояния. Такое может происходить, даже если скважина все еще находится в эксплуатации, а давление глобально падает. [13].

Несмотря на отсутствие чистого псевдоустановившегося состояния, все равно возможно совмещение модельных и реальных данных по давлению, получить достоверные параметры дренируемой зоны, оценить коэффициенты гидропроводности, скин-эффекта и формы. Такое поведение не покажет ни один специализированный график.

Исследование на неустановившемся режиме может дать четкую картину того, что в данный момент времени представляет собой система скважина – пласт. Анализ добычи охватывает гораздо более широкие временные рамки; и некоторые исходные допущения, верные при одном исследовании отдельной скважины, не действуют в течение всей истории эксплуатации скважины.

В таблице 1.1 представлено краткое сравнение достоинств и недостатков традиционных методов исследования и анализа добычи.

Таблица 1.1 – Общие черты и различия методологий ГДИС и АД [13].

	Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)	Анализ Добычи (АД)
Теоретические основы	Аналогичные уравнения, принцип суперпозиции, аналитические и численные модели	
Временной диапазон	Часы, дни, недели	Недели, месяцы, годы
Источники данных	Данные ГДИС Пластоиспытатели Стационарные скважинные датчики	Измеренная добыча Замеры давления на поверхности Стационарные скважинные датчики
Исследуемая область пласта	Объем исследования достигнутый во время остановки скважины	Область дренирования скважины или группы скважин
Современные Диагностические графики	Билогарифмический график и производная Бурдэ	Билогарифмический график и график Блэйсингейма с производной Бурдэ
Основной режим течения для анализа Основные результаты	Бесконечный радиальный режим течения kh и скин-фактор	Псевдо установившийся режим Область дренирования
Диагностические возможности	От высоких до очень высоких	От средних до низких
Возможности долгосрочного прогноза	От средних до низких	От высоких до очень высоких
Основные достоинства	Высокая информативность результатов	Отсутствие необходимости остановки работы скважины для проведения исследования – нет потерь по добыче
Основные недостатки	Потери при добыче Затраты на проведение замеров Большая длительность исследования в низкопроницаемых коллекторах	Меньшая точность результатов Необходимость оборудования скважин стационарными глубинными манометрами или ТМС

3 ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА "АНАЛИЗ ДОБЫЧИ" ДЛЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН XXX НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)

Эффективное управление разработкой месторождения подразумевает проведение ГДИС с периодичностью, достаточной для четкого представления о динамике фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) пласта и энергетического состояния залежи. Однако, проведение наиболее информативных ГДИС с записью КВД, как правило, сопровождается значительными финансовыми потерями вследствие вынужденного снижения добычи нефти, вызванного остановками скважин, и затрат на инструментальные замеры. Кроме того, проведение ГДИС с закрытием скважины может быть сильно осложнено последствиями влияния газа, различными технологическими ограничениями и т.д.

Для оценки возможности применения Анализа добычи как альтернативы ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации были выбраны две горизонтальные эксплуатационные нефтяные скважины с МГРП пласта ЮК2-9, работающих на одном участке XXX площади. Скважины эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН) и оснащены телеметрической системой.

Для проведения Анализов добычи использовались следующие данные: регулярные замеры дебита жидкости и замеры забойного давления, геолого-физическая характеристика пластов и флюидов рассматриваемого объекта, РИГИС по выбранным скважинам и их первому окружению, карты месторождения с окружающими скважинами, данные по добыче скважин окружения, отчеты ГРП (при наличии), данные по эксплуатации, геометрия скважин, инклинометрия, интервалы перфорации, глубина установки манометра и т.д.

Основная цель данного исследования – в течение длительного времени отслеживать параметры работы скважины (давление и дебит), на основе полученной зависимости сделать прогноз дальнейшего изменения добычи и

оценить параметры пласта и скважины методом Анализа добычи. Обработка исходных данных была произведена в ПО Kappa (Workstation G5) “Topaze”.

Качество входных данных при Анализе добычи имеет весомое значение, поскольку плохое сопоставление динамики дебитов скважины и ее забойного давления приводит к значительной зашумленности диагностического графика, и как следствие вносит большую погрешность в результаты интерпретации. Наличие кратковременных остановок в процессе замера или перед ним улучшают вид диагностического графика и упрощают процесс определения динамического пластового давления.

Анализ для каждой скважины проводился в три этапа: на первом этапе были проанализированы входные данные, их качество и степень корректности, на втором этапе – построена аналитическая модель, учитывающая только рассматриваемую скважину; на третьем этапе проанализировано влияние соседнего фонда скважин – построена численная модель и сделан прогноз изменения дебита жидкости. Для обработки замеров использовались современные методы Анализа добычи. Забойное давление было пересчитано с глубин замеров на ВДП (верхние дыры перфорации) скважин.

3.1. Оценка качества входных данных

Как уже было сказано ранее, в данном виде исследования особую важность имеет корректность входной информации. Таким образом, на первом этапе все рассматриваемые скважины были проанализированы на предмет согласованности и логичности дебитов и давлений, полноты и степени дискретности замеров.

Качество данных рассматриваемых скважин было охарактеризовано как удовлетворительное. Разрешающая способность датчика ТМС соответствует 1 атм, что является отягощающим признаком, негативно влияющим на диагностический график и как следствие на оценку ФЕС пласта.

В тренде забойного давления по скважине №5558 просматривается тенденция к быстрому снижению. Ближе концу замера наблюдается значительный разрыв, связанный с потерей данных, однако данный фактор имеет малую степень влияния на диагностический график вследствие особенностей логарифмической шкалы. Последующий вид замеренных данных свидетельствует о переходе скважины в циклический режим добычи.

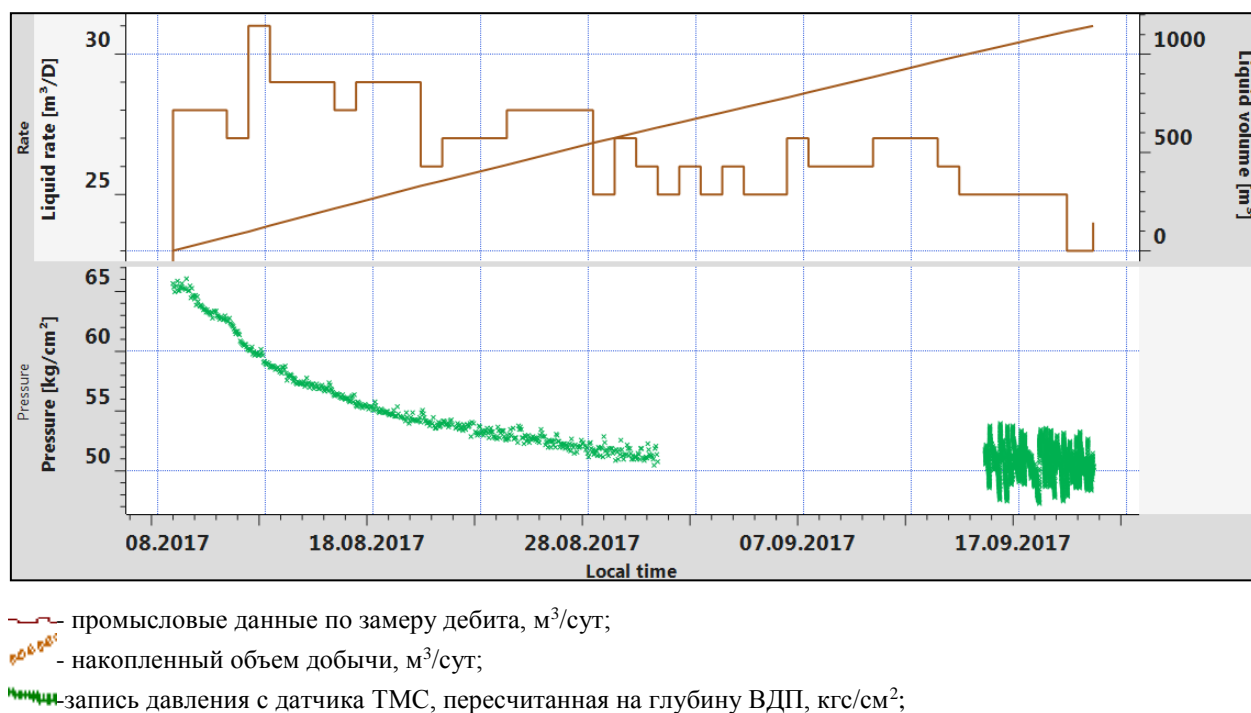
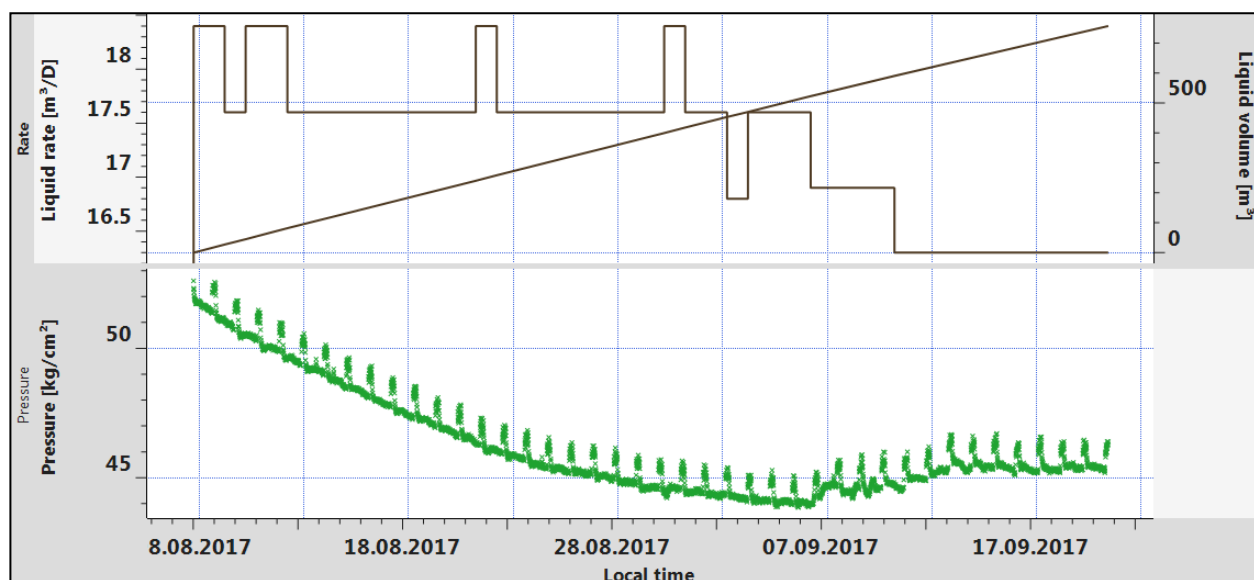


Рисунок 3.1 – Общий вид исходных данных для анализа по скважине №5558 месторождения ХХХ

Скважина №5538 работает в циклическом режиме добычи, замеры дебита достаточно редкие и не описывают динамики периодической работы скважины. Однако средний тренд изменения среднесуточной добычи сопоставляется с забойным давлением.



- промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;
- накопленный объем добычи, м³/сут;
- запись давления с датчика ТМС, пересчитанная на глубину ВДП, кгс/см²;

Рисунок 3.2 – Общий вид исходных данных для анализа по скважине №5538 месторождения ХХХ

Рассматриваемые в исследовании скважины характеризуются тенденцией уменьшения дебита добываемой жидкости, на фоне относительно стабильного забойного давления. В целом тренд среднесуточной добычи по большей части согласуется с динамикой забойного давления.

В случаях, когда дебит скважины и ее забойное давление не согласуются между собой, производная имеет вид, не поддающийся описанию в рамках аналитического моделирования. В таком случае основой интерпретации становится численное моделирование, при котором учитывается интерференция между скважинами и нелогичность поведения может быть связана с влиянием соседнего фонда.

В данном варианте необходимо, чтобы динамика добычи и приемистости соседних скважин была задана с максимальной точностью. В противном случае адаптация модели будет неполной, а полученные результаты имеют низкую степень достоверности.

3.2. Создание аналитической модели

Для проведения интерпретации в ПО Кappa (Workstation G5) “Topaze” были занесены данные параметров флюида и пласта ЮК2-9, предоставленные Заказчиком.

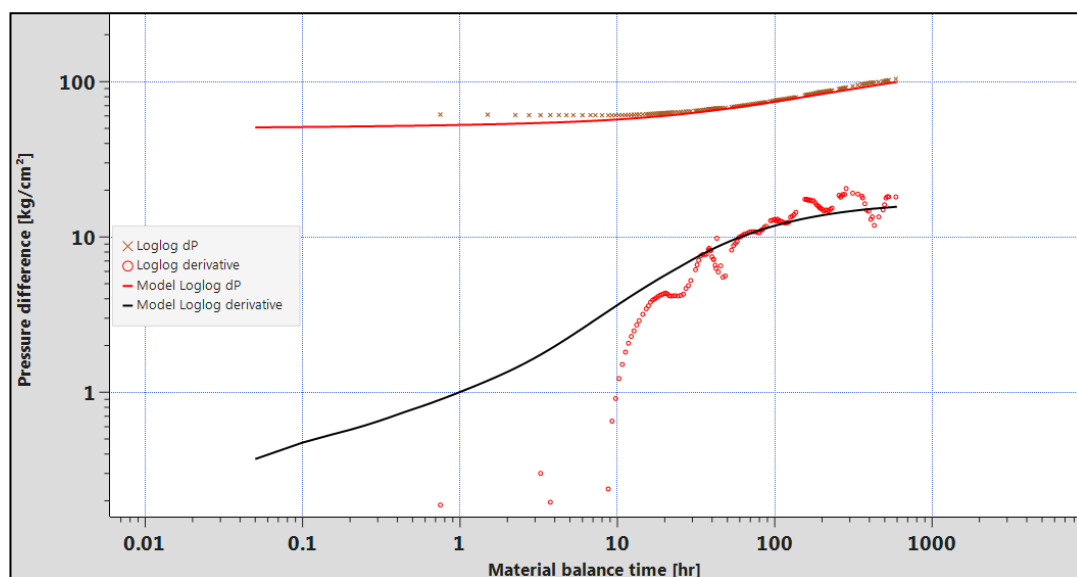
В рамках аналитического моделирования были построены и учтены: диагностический график, график Блэйсингейма и график динамики добычи с накопленной добычей, по всем скважинам.

Анализ диагностического графика, как одного из основных современных методов анализа добычи – позволяет учесть изменение забойного давления во времени, выделить режимы течения и определить основные искомые параметры пласта. Эффект ВСС не выражен на графике, ввиду особенностей методики.

По диагностическому графику Анализа добычи скважины №5558 (рис. 3.3) можно выделить условный линейный участок, характеризующий приток из пласта к горизонтальному стволу скважины. Далее короткий период стабилизации производной, соответствующий позднему радиальному режиму течения, по которому определяется параметр kh/μ и выражается проницаемость пласта – k . В виду отсутствия в замере остановок период начального радиального притока в вертикальной плоскости не диагностируется. В августе 2015 г. на рассматриваемой скважине был проведен многостадийный ГРП.

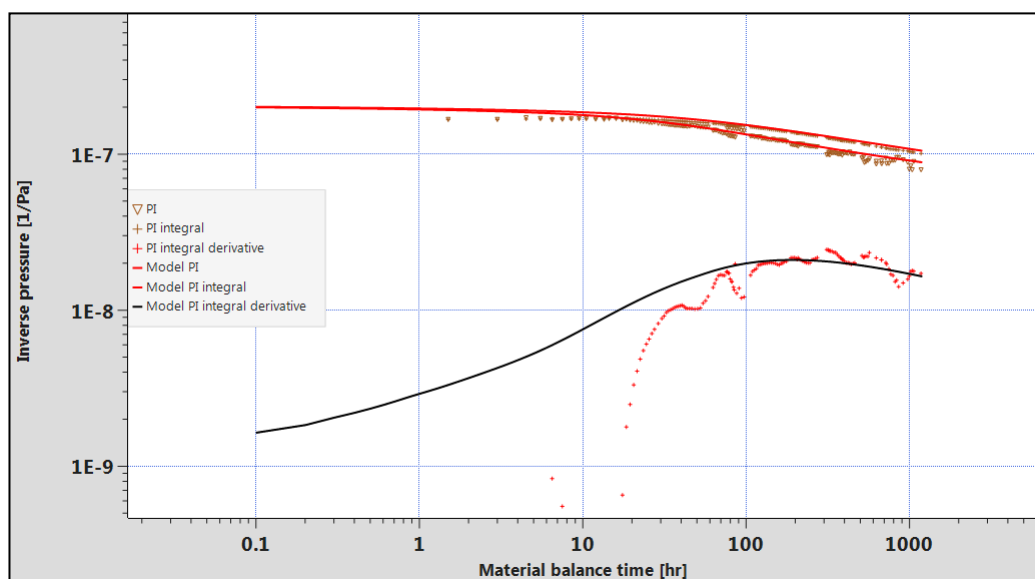
Таким образом, с учетом вышесказанного, для интерпретации скважины №5558 использовалась модель горизонтальной скважины с ГРП в однородном пласте.

После проведения адаптации можно наблюдать удовлетворительную степень совмещения смоделированных кривых с замеренными данными (рис. 3.4 и 3.5)



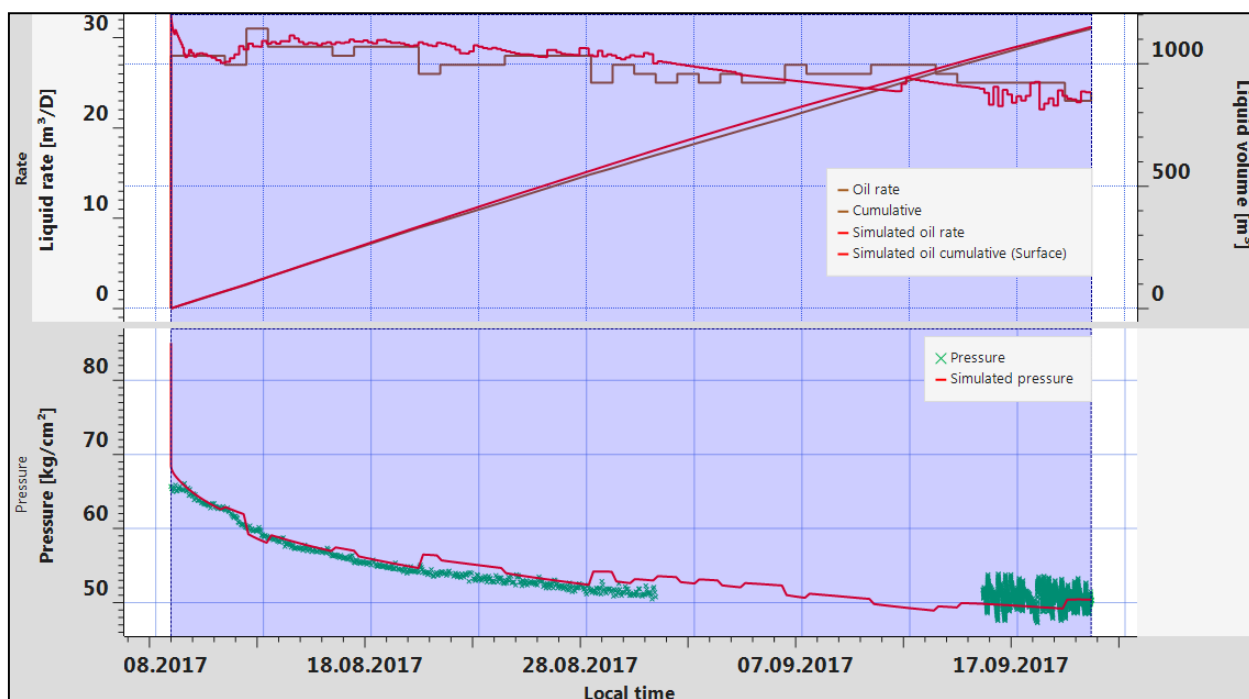
- - приведенное давление;
- - производная приведенного давления;
- - кривая приведенного давления, полученная путем математического моделирования;
- - кривая производной приведенного давления, полученная путем математического моделирования

Рисунок 3.3 – Диагностический график аналитической модели скважины №5558



- - давление;
- - приведенное давление;
- - производная приведенного давления;
- - моделирование давление;
- - кривая приведенного давления, полученная путем математического моделирования;
- - кривая производной приведенного давления, полученная путем математического моделирования

Рисунок 3.4 – График Блэйсингейма аналитической модели скважины №5558

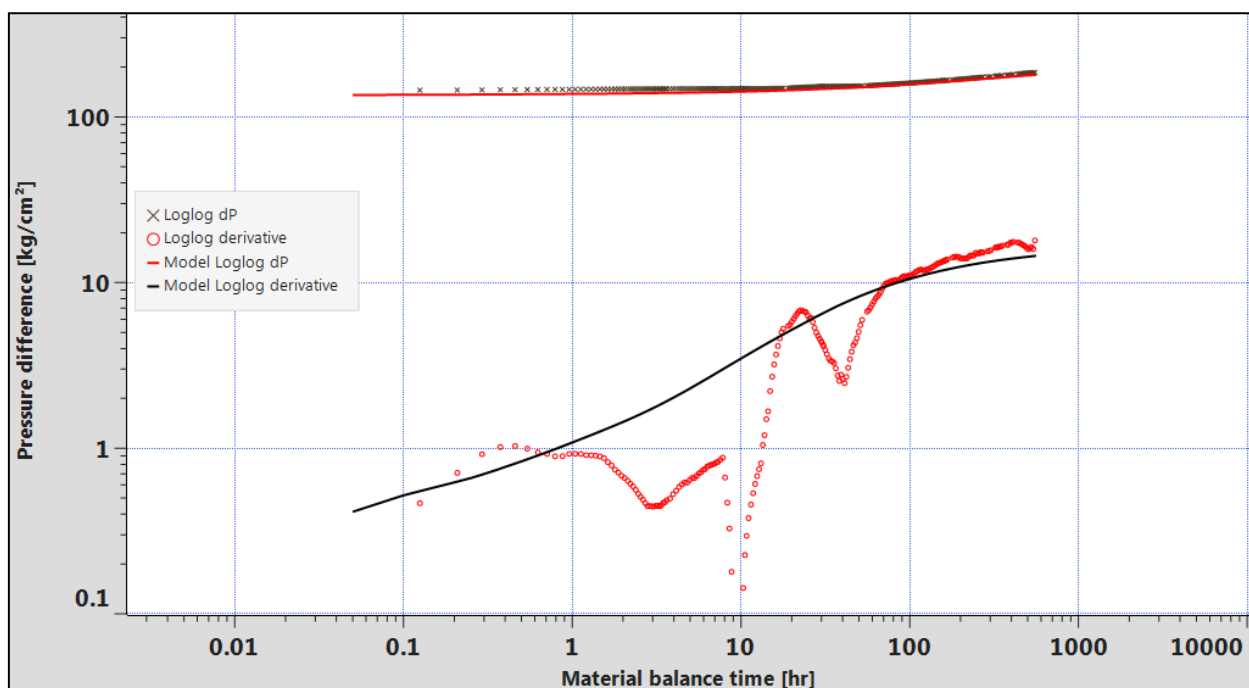


- промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;
- накопленный объем добычи, м³;
- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см²;
- кривые, полученные путем математического моделирования

Рисунок 3.5 – График истории добычи аналитической модели скважины №5558

Далее рассмотрим результаты аналитического моделирования скважины №5538. В июле 2016 г. на скважине был проведен ГРП. Линейное течение в значительной степени зашумлено по причине несогласованности циклической динамики забойного давления с замерами дебитов скважины.

В конце производной можно выделить условный участок стабилизации, соответствующий позднему радиальному режиму течения, по которому определяется параметр kh/μ и выражается проницаемость пласта – k (рис 3.6). В виду установившегося режима работы скважины период начального радиального притока в вертикальной плоскости не диагностируется.

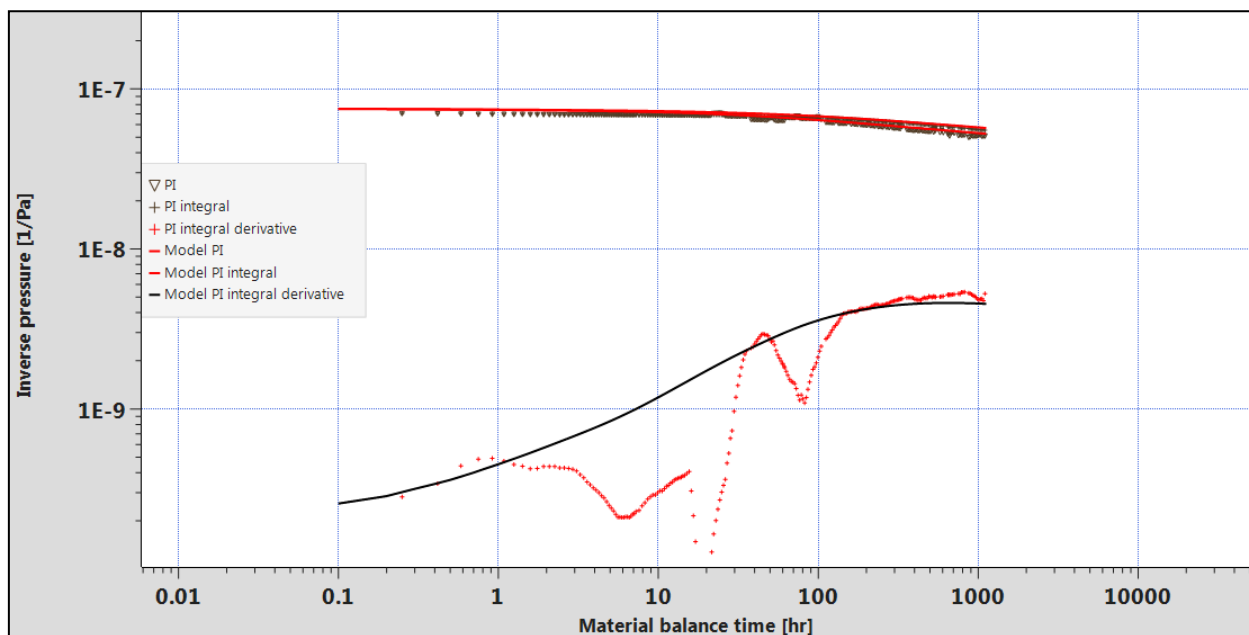


- - приведенное давление;
- - производная приведенного давления;
- - кривая приведенного давления, полученная путем математического моделирования;
- - кривая производной приведенного давления, полученная путем математического моделирования

Рисунок 3.6 – Диагностический график аналитической модели скважины №5538

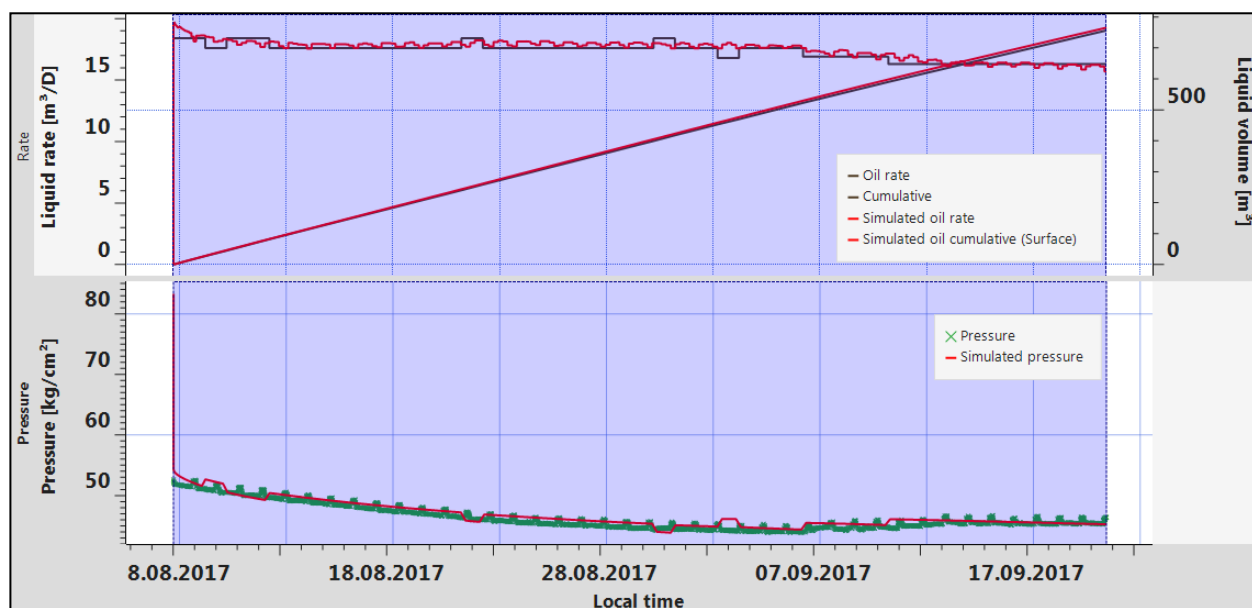
Для интерпретации скважины №5538 использовалась модель горизонтальной скважины с трещинами МГРП в однородном бесконечном пласте.

На графиках Бласингейма и истории динамики добычи по результатам проведенной интерпретации наблюдается удовлетворительная сходимость модели и замеренных данных (рис. 3.7 и 3.8).



- - давление;
- - приведенное давление;
- - производная приведенного давления;
- - моделирование давление;
- - кривая приведенного давления, полученная путем математического моделирования;
- - кривая производной приведенного давления, полученная путем математического моделирования

Рисунок 3.7 – График Блэйсингея аналитической модели скважины №5538



- - промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;
- - накопленный объем добычи, м³;
- - запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см²;
- - кривые, полученные путем математического моделирования.

Рисунок 3.8 – График истории добычи аналитической модели скважины №5538

В ходе проведенных построений аналитических моделей для рассматриваемых скважин были получены оценки проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, kh и скин-фактора.

Так же стоит отметить, что в связи с низкой разрешающей способностью датчиков телеметрической системы, а так же редкими замерами дебитов скважин, полученные параметры имеют среднюю степень достоверности (погрешность результатов не более 15%).

3.3. Создание численной модели. Анализ взаимовлияний между скважинами

После того, как была получена оценка параметров пласта и скважины в ходе построения аналитической модели, был осуществлен третий этап проведения интерпретации – создание модели с учетом влияния скважин окружения.

В процессе создания 3D модели (численное моделирование) участков расположения анализируемых скважин и скважин их окружения (“Toraze”), были использованы эффективные перфорированные мощности, рассчитанные по РИГИС. Сжимаемости для нефти, газа, воды, а также общая сжимаемость системы получены в ПО Карра “Toraze”, согласно используемым для интерпретации параметрам.

Для всех участвующих в исследовании скважин, была создана карта с учётом расположения соседних скважин относительно исследуемых скважины (рис. 3.9).

История по скважинам окружения была задана с момента задания истории по исследуемой скважине. Учитывались конфигурации скважин и им соответствующие эффективные мощности пласта.

При создании модели участка учитывались ГРП и автоГРП на скважинах окружения, исходя из данных о проведении ГРП, а также наличия/отсутствия характерных течений на предыдущих ГДИС скважин. Параметры трещин задавались по результатам предыдущих исследований или отчетов о ГРП.

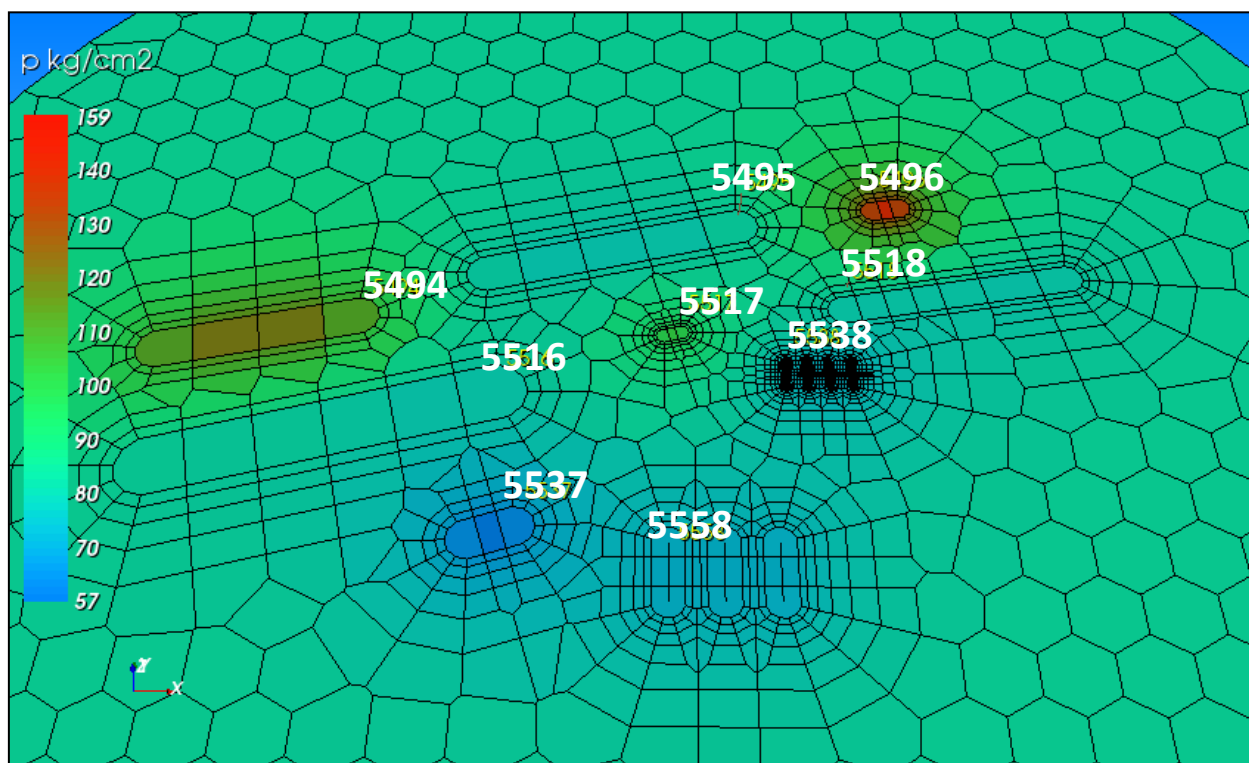


Рисунок 3.9 – Фрагмент модели анализируемого участка скважин №5558 и 5538
XXX месторождения

Таким образом, задача подготовительного этапа численного моделирования – максимально точно и просто отразить специфику коллектора, а также конфигурацию скважин и их показатели разработки.

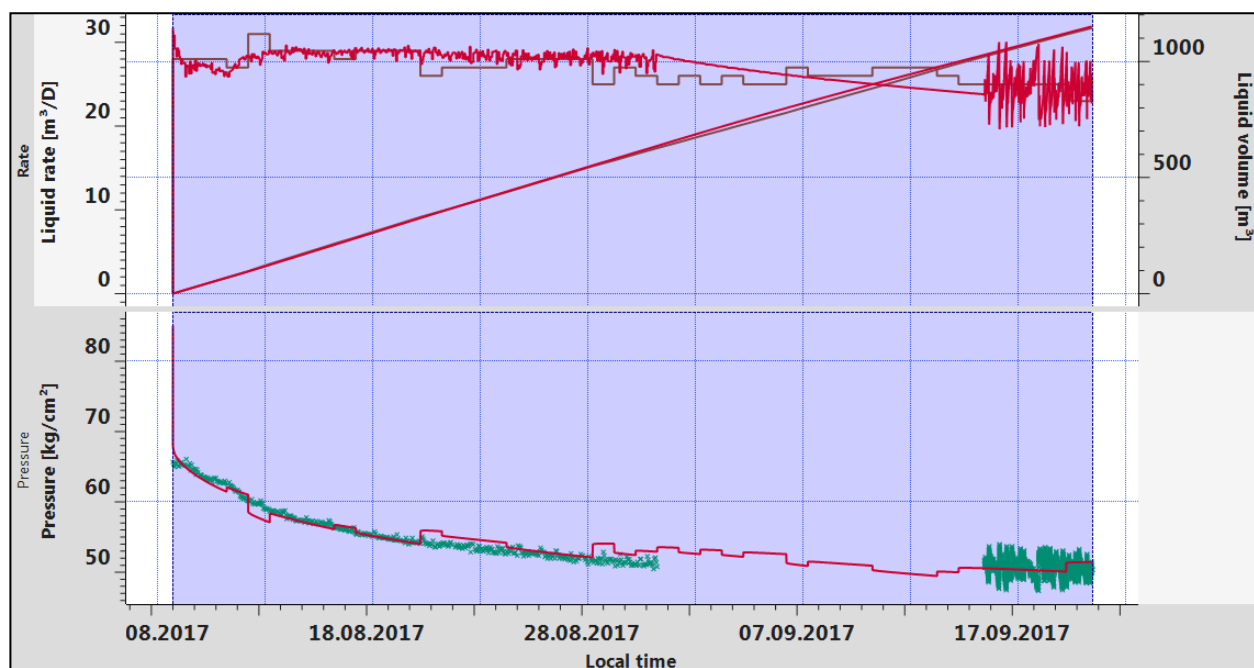
После задания истории по скважинам окружения и создания контура производилось моделирование до наилучшего совмещения исходных данных с моделью. При первичной адаптации численной модели используются параметры, полученные при аналитическом моделировании. В случае хорошей сопоставимости можно сделать заключение о корректности аналитической модели.

В случае если с параметрами системы, полученные при аналитическом моделировании, наблюдается некоторое расхождение численных и замеренных кривых, возможна их корректировка. Но если для адаптации необходимо внести значительные изменения в моделирующие параметры, можно сделать вывод либо о некорректности аналитической модели, либо о недостаточно полном описании пласта или окружения скважины.

В целом в результате проведения численного моделирования могут получаться многочисленные варианты. Чем более полно и корректно была воссоздана реально картина работы участка – тем больше будет сходимость реальных замерных данных и смоделированных системой. Расшифровка полученных в результате численного моделирования результатов является одним из наиболее интеллектуально емких процессов Анализа добычи. Причины той или иной картины почти для каждой системы скважин являются индивидуальными.

Таким образом, для рассматриваемых скважин в результате численного моделирования получено удовлетворительное качество совмещения смоделированной кривой и дебита, как показано на графиках (рис. 3.10 и 3.11), что является подтверждением достоверности полученных в ходе интерпретации оценок параметров.

Диагностические графики, после подключения соседних скважин, значительно не изменились в сравнении с аналитической моделью. В связи с этим можно сделать вывод о наличии эффектов взаимовлияний между скважинами внутри рассматриваемых участков. Воссозданная моделью система приближенно отображает реальную картину работы данных участков.







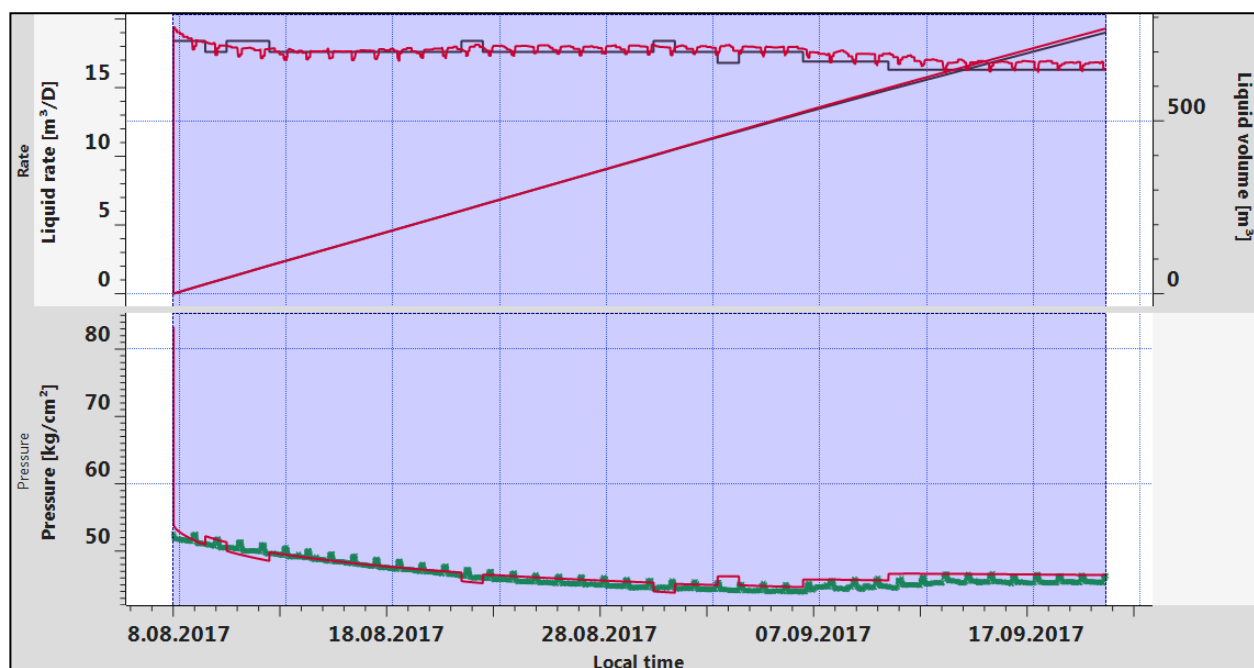
-  - промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;
-  - накопленный объем добычи, м³;
-  - запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см²;
-  - кривые, полученные путем математического моделирования

Рисунок 3.10 – График динамики добычи при численном моделировании скважины №5558 месторождения ХХХ

Однако стоит заметить, что всегда существует неопределённость в оценке параметров скважины и пласта при моделировании с учетом влияния контура и скважин окружения, поэтому проведённое моделирование поведения давления и дебита в ПО Карра “Toraze” не позволяет с высокой степенью достоверности описать все реальные процессы, происходящие в пласте (направленность неоднородности распределения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, интерференция скважин и т.д.). Кроме того, возможна погрешность в замере дебитов/приёмистости, что может привести к погрешности численного моделирования. Таким образом, в результате численного моделирования были уточнены ранее полученные параметры пласта и скважин.



- промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;
- накопленный объем добычи, м³;
- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см²;
- кривые, полученные путем математического моделирования

Рисунок 3.11 – График динамики добычи при численном моделировании скважины №5538 месторождения ХХХ

3.4 Прогноз работы скважины

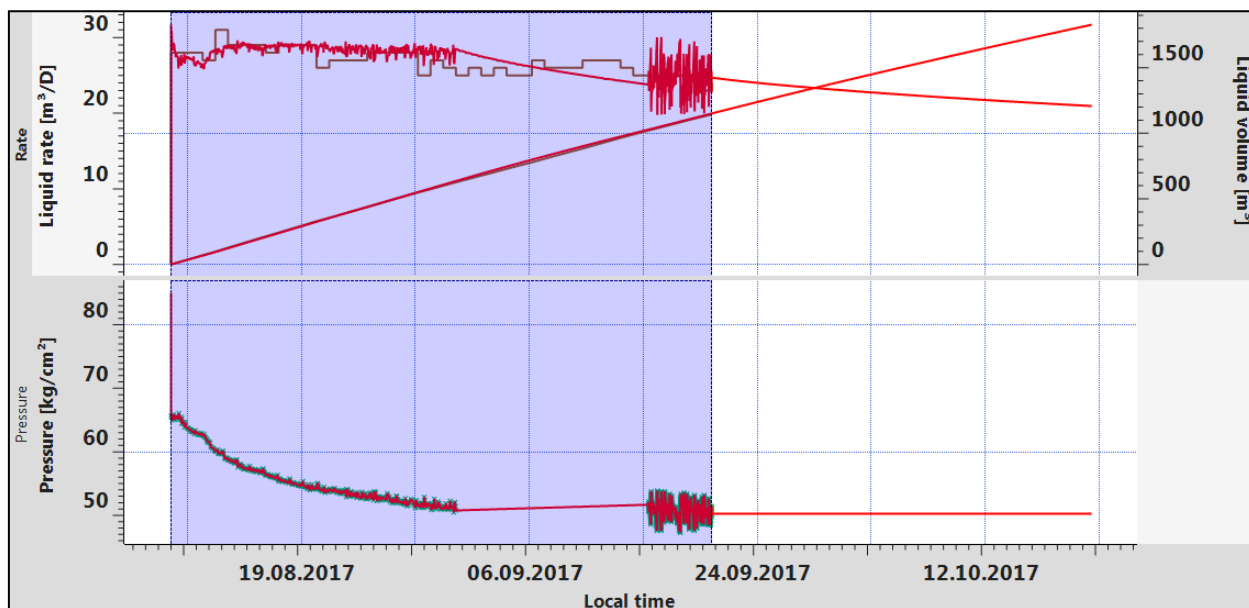
После окончательного выбора модели, для каждой скважины был проведен прогноз изменения добычи. Прогноз осуществляется путем задания сценария изменения динамического (рабочего) давления или дебита скважины на прогнозный период. Выбор прогнозного интервала для каждой скважины индивидуален, и зависит от качества и объема предоставленных данных. Программный комплекс предоставляет возможность проводить прогноз динамики забойного давления при различных режимах добычи, и наоборот, определить тренд изменения дебита при различных вариациях забойного давления. Прогноз работы скважин проводится с условием неизменного режима работы скважин окружения.

Поскольку для интерпретации предоставлен короткий период работы скважин (чуть более месяца), а в конце замера происходят смены режима работы, дальнейший прогноз имеет низкую достоверность, и оценка добычи на долгосрочный период не имеет смысла. Поэтому длительность прогноза для обеих скважин составила один месяц.

В случае поддержания постоянного забойного давления на прогнозе скважины №5558 (рис. 3.12) можно наблюдать тенденцию к значительному снижению добычи, что возможно в рамках полученной модели, поскольку в анализируемом периоде поддержание дебита осуществлялось за счет снижения забойного давления скважины. Поэтому при прогнозировании ситуации с поддержанием постоянного забойного давления дебит скважины будет снижаться.

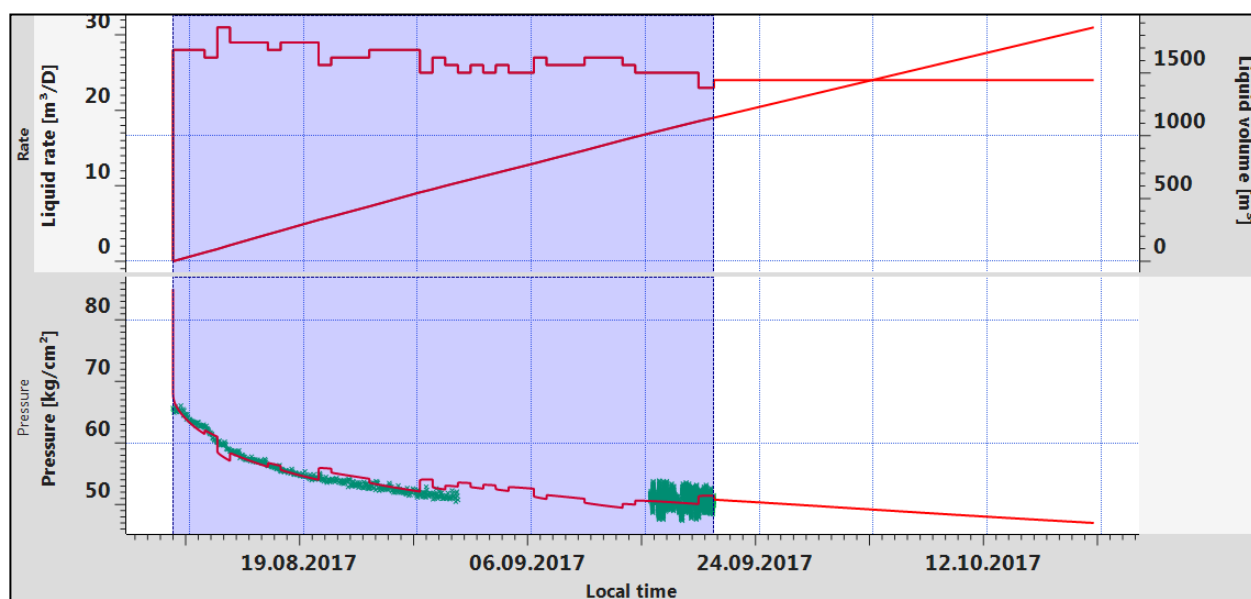
Альтернативный вариант прогноза заключается в поддержании на скважине постоянной добычи и оценке изменения забойного давления (рис. 3.13). В данном случае можно наблюдать аналогичную картину: чтобы скважина работала с постоянной добычей необходимо продолжать снижение забойного давления. Вероятно данное обстоятельство и послужило поводом для перевода скважины в режим работы с накоплением.

Поскольку скважина № 5538 уже работает в периодическом режиме, средний тренд забойного давления скважины условно постоянен. Наблюдаемый в конце замера рост обусловлен снижением отборов жидкости, однако неизвестно, является ли данная смена режима кратковременной, или же носит долгосрочный характер. Поэтому прогнозирование работы скважины на длительный период так же не имеет смысла. В целом по результатам проведенных прогнозов (рис 3.14 и 3.15) дебит и забойное давление скважины остаются практически постоянными.



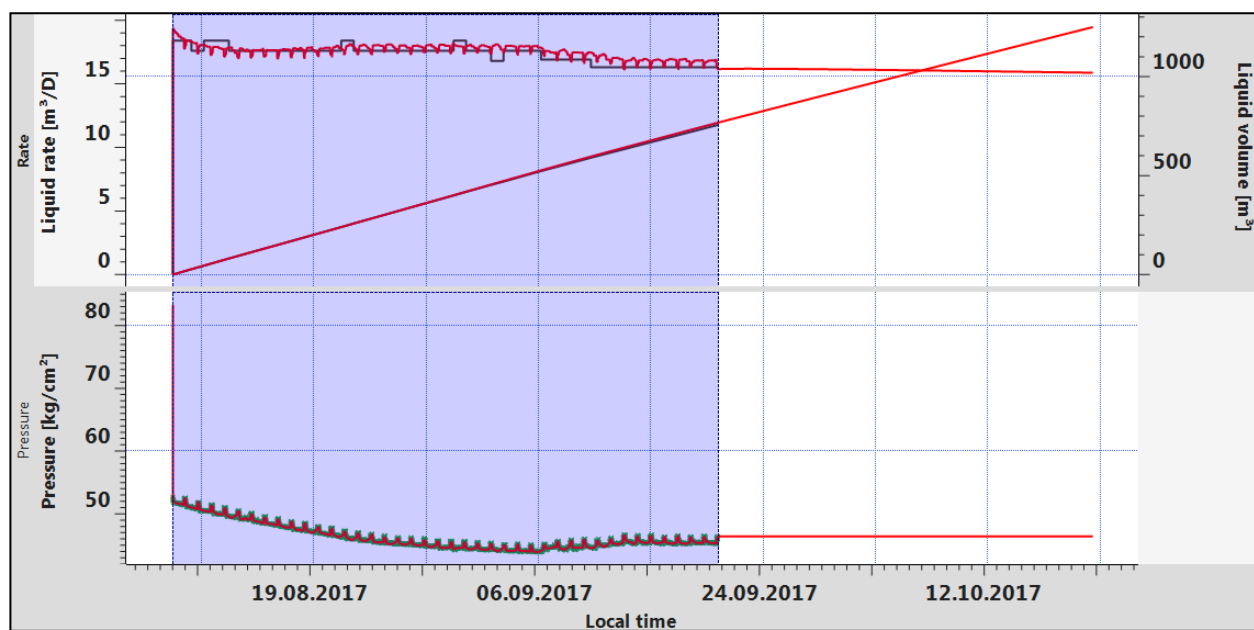
- промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;
- накопленный объем добычи, м³;
- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см²;
- кривые, полученные путем математического моделирования.

Рисунок 3.12 – Прогноз изменения дебита скважины №5558



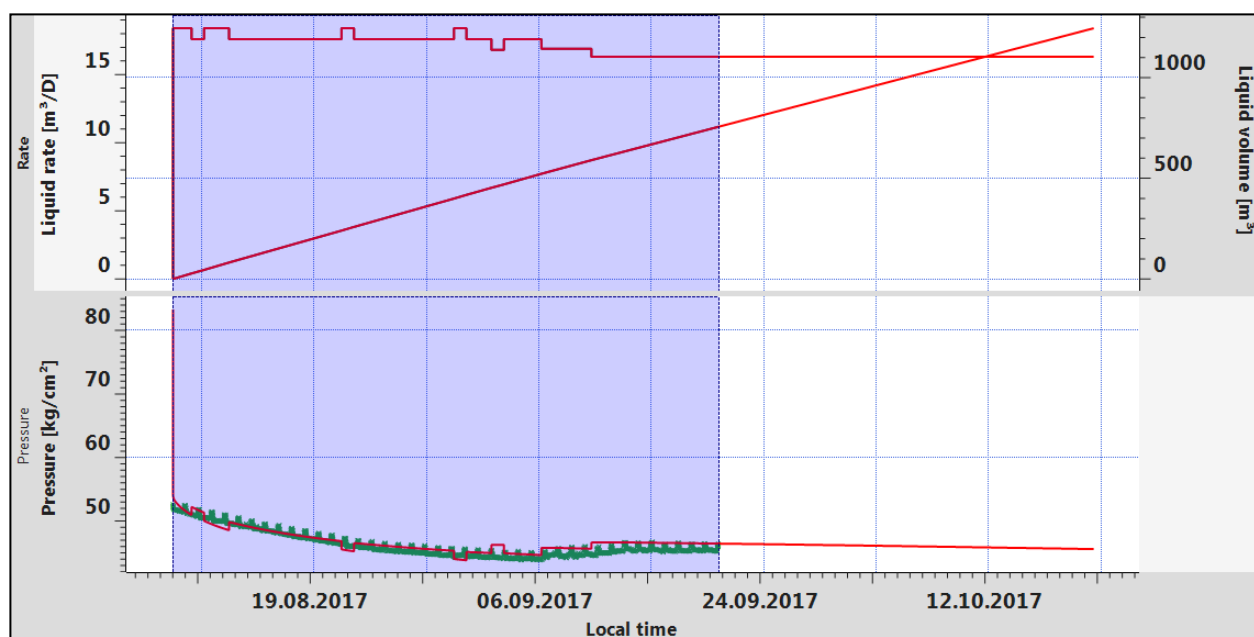
- промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;
- накопленный объем добычи, м³;
- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см²;
- кривые, полученные путем математического моделирования.

Рисунок 3.13 – Прогноз изменения забойного давления скважины №5558



- промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;
- накопленный объем добычи, м³;
- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см²;
- кривые, полученные путем математического моделирования.

Рисунок 3.14 – Прогноз изменения дебита скважины №5538



- промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;
- накопленный объем добычи, м³;
- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см²;
- кривые, полученные путем математического моделирования.

Рисунок 3.15 – Прогноз изменения дебита скважины №5538

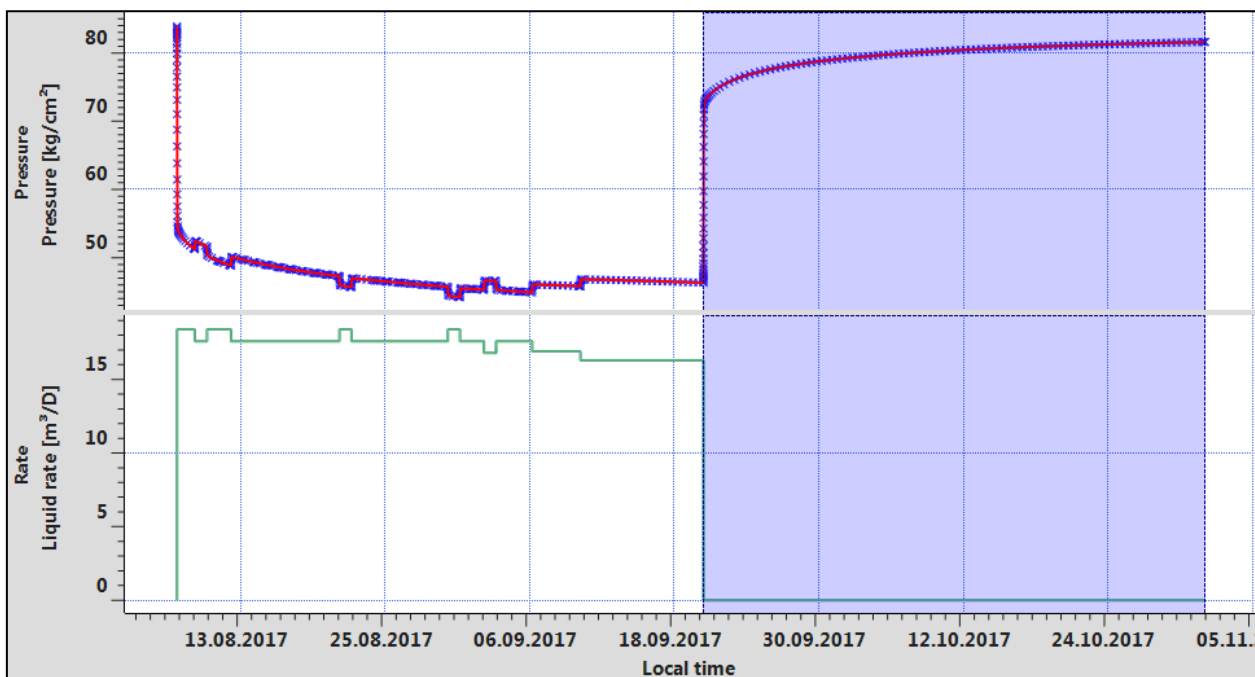
3.5. Адаптация динамического пластового давления

В начале интерпретации для расчета производной необходимо задать текущее пластовое давление. Начальный подбор значения осуществляется на основе априорной информации: результатов предыдущих исследований, данных по соседним скважинам, карт изобар и технологической документации. Проведя анализ входных данных, интерпретатор определяет значение давления, которое на его взгляд, соответствует текущему состоянию работы скважины. После проведения интерпретации выбранное значение необходимо уточнить путем адаптации с полученными параметрами системы.

Суть методики заключается в построении тестовой модели КВД в ПО «Saphir» на основе полученных в ходе Анализа добычи параметров пласта, а также замеренных данных по дебиту и забойному давлению, или же воспроизведению динамики забойного давления в ПО «Topaze». При правильных полученных параметрах системы забойное давление смоделированной тестовой модели должно совпасть с реальным забойным давлением скважины. История работы скважин для тестового проекта задается на весь рассматриваемый в исследовании период.

Адаптация модели производится до момента совмещения смоделированной точки забойного давления перед тестовой «остановкой» скважины со значением последнего замеренного давления путем задания различных значений P_i . В случае, если для адаптации необходимо значительное изменение пластового давления, полученные в результате Анализа добычи параметры считаются некорректными, и проводится повторная интерпретация.

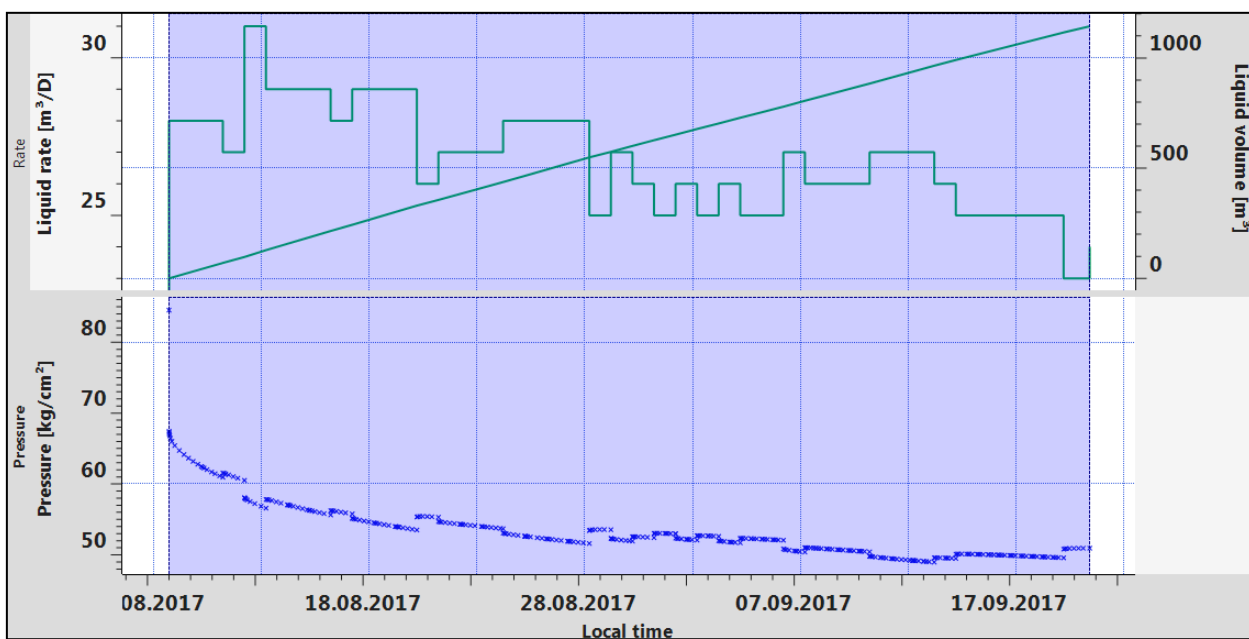
В случае скважины №5538 адаптация проводилась путем создания тестовой КВД в ПО «Saphir» продолжительностью тысячу часов (рис. 3.16).



— промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;

— смоделированная кривая давления, кгс/см².

Рисунок 3.16 – Адаптация параметров модели к забойному давлению скважины №5538 в ПО «Saphir»



— промысловые данные по замеру дебита, м³/сут;

— смоделированная кривая давления, кгс/см².

Рисунок 3.17 – Адаптация параметров модели к забойному давлению скважины №5558 в ПО «Topaze»

Подобранные в результате адаптации значения начального давления (P_i) для скважин будут являться итоговым решением.

Для скважины №5558 была построена тестовая кривая забойного давления в ПО «Торазе» (рис. 3.17). В обоих случаях путем некоторой корректировки P_i было достигнуто совпадение сгенерированных и замеренных данных.

3.6 Сопоставление и интерпретация результатов исследований

Как было сказано ранее, значения kh и скин-фактора, полученные в результате анализа добычи, как правило, несколько уступают в точности результатам классических ГДИС (КВУ, КВД). Основная причина – низкое качество входной информации (низкая разрешающая способность ТМС, редкие замеры дебита и т.д.). ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации дает четкое представление о том, что в данный момент времени представляет собой система скважина – коллектор. Вторая причина – специфика метода Анализа добычи. АД охватывает гораздо более широкие временные рамки; и некоторые исходные допущения, верные для одного временного интервала отдельной скважины, не действуют в течение всей истории эксплуатации скважины.

Ранее ни по исследуемым скважинам, ни по окружению не проводились гидродинамические исследования на неустановившихся режимах. В связи с этим сопоставление результатов проводилось между рассматриваемыми скважинами №5558 и 5538 (табл.3.1) поскольку они работают в одной области.

Таблица 3.1 – Сопоставление результатов Анализа добычи

Скважина	Δt час	Рпл (ВДП), кгс/см ²	k_r , мД	k_z/k_r	Полный скин-фактор
5538	1088	83.91	3.55	0.0216	-2.53
5558	1016	84.52	3.51	0.0246	-5.13

Таким образом, полученные в результате Анализа добычи результаты на двух соседних скважинах хорошо сопоставляются между собой, что может косвенно свидетельствовать о хорошей достоверности полученных параметров. Значение проницаемости в целом характерно для данного пласта месторождения XXX. Низкое пластовое значение обусловлено высокими темпами отборов и большим числом добывающих скважин в области дренирования в противовес слабой компенсации со стороны нагнетательных скважин. Значение скин-фактора говорит о хорошем состоянии призабойной зоны пласта.

В целом исследования имеют среднюю степень достоверности (погрешность результатов не более 15%).

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Бурение горизонтальных скважин является одним из эффективных способов вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, а также увеличения коэффициента охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу продуктивных отложений. Для обеспечения оптимального режима работы данных скважин необходим постоянный мониторинг процессов добычи флюида.

Гидродинамические исследования на скважинах (ГДИС) являются одними из наиболее доступных (как в технологическом, так и в финансовом отношении) для получения параметров работы системы «скважина – пласт». Однако проведение ГДИС на работающем фонде скважин в большинстве случаев сопровождается их остановкой, и как следствие, потерями в добыче.

Альтернативой традиционным ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, КВУ, КПУ) может послужить такой метод гидродинамических исследований, как «Анализ добычи», который с одной стороны является хорошим дополнением, но также и самостоятельным инструментом, позволяющим провести оценку параметров пласта и скважины на основании анализа длительного периода безостановочной эксплуатации скважины по данным датчиков ТМС.

Однако, как и любые мероприятия, проводимые на скважинах, гидродинамические исследования являются источником повышенного уровня опасности при малейшем несоблюдении технологического режима эксплуатации оборудования или правил проведения мероприятия.

5.1. Производственная безопасность

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. [20].

Все опасные и вредные производственные факторы, возникающие при проведении гидродинамических исследований представлены в таблице 5.1 [5]:

Таблица 5.2 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Установка лубриката на фланец ФА	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов	Повышенный уровень статического электричества Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола)	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.045-84
Спуск глубинного манометра в скважину	Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека Движущиеся машины и механизмы, разрушающиеся конструкции	ГОСТ 12.1.038-82, ГН 2.2.5.686-98 СанПиН 2.2.4.548-96

При проведении ГДИС могут возникнуть следующие вредные и опасные производственные факторы:

1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических

условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже -45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела.

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.

При проведении гидродинамических исследований на добывающих скважинах необходимо учитывать, что температура перекачиваемого флюида может достигать 80°C . [3]. Во избежание термических ожогов необходимо использовать соответствующие средства индивидуальной защиты, а также исключить контакт незащищенных участков кожи с поверхностью оборудования устья скважины.

3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.

При установке лубрикатора на устье скважины возникает вероятность получения порезов и ссадин о края буферного фланца. Во избежание травм необходимо проводить данные работы только в средствах индивидуальной защиты.

4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

При проведении мероприятий, связанных с исследованием скважин, основными веществами, загрязняющими воздух и оказывающими вредное

воздействие, являются пыль и углеводороды в газообразном состоянии (табл. 5.2).

Таблица 5.2 – Токсичные и вредные вещества. [4]

Наименование вредных факторов, веществ	Показатели	Нормативы ПДК
Пыль	мг/м ³	10
Углеводороды нефти в атмосфере	мг/м ³ класс опасности	0,3 4

При большой дозе воздействия на организм рабочего данные вещества могут вызывать резкое ухудшения самочувствия.

4. Повышенный уровень статического электричества.

При трении слоев перекачиваемого флюида друг о друга или о стенки НКТ возможно образование заряда статического электричества. Так же заряд может накапливаться при длительном контакте формы оператора с арматурой скважины. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником возгорания и возникновения пожара.

5. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).

Для установки лубрикатора необходим подъем к буферной задвижке скважины. Для обеспечения безопасной работы на высоте необходима установка лубрикаторной площадки. Рабочие площадки на высоте должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 40 мм, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 15 см, плотно прилегающий к настилу. [16].

6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

При работе со скважинами, эксплуатируемыми электронасосами необходимо соблюдать меры безопасности от поражения электрическим током. Запрещается прикасаться к силовому кабелю при работающей установке. Обсадная колонна скважины должна быть соединена с заземляющим контуром или нулевым проводом сети 380 В. Работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществлять только при выключенной установке, выключенном рубильнике и со снятыми предохранителями.

7. Движущиеся машины и механизмы, разрушающиеся конструкции.

К группе физически опасных и вредных производственных факторов следует отнести попадания конечностей во вращающиеся и движущиеся части машин и механизмов; опасность падения с высоты при обслуживании агрегатов, поднятых над уровнем земли. Также потенциальную опасность представляют аварийные ситуации, которые можно сгруппировать по месту их возникновения: скважина, трубопроводы, запорная арматура, распределительные блоки и насосные агрегаты. Одним из основных видов аварий является нарушение герметичности элементов системы, причиной которой могут быть коррозия и разрушение элементов оборудования под воздействием высокого давления. При этом обслуживающий персонал может быть травмирован осколками и частями оборудования, а также струей жидкости.

Нарушение целостности и герметичности противовыбросового оборудования, а также нарушение схемы обвязки устья скважины может привести к газонефтеводопроявлениям или открытому фонтану.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты [17]:

- спецодежда, которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость, должна быть изготовлена из термостойких и антистатических материалов.

- спецобувь, предохраняющая ноги от механических повреждений и влаги;
- головные уборы – каски (зимой с утепленными подшлемниками) и подшлемники для защиты головы от механических повреждений;
- резиновые перчатки для защиты от поражения электрическим током;
- противогазы для защиты органов дыхания;
- предохранительные пояса при работах, связанных с опасностью падения с высоты.

5.2 Экологическая безопасность

Проблема рационального использования и охраны окружающей среды – одна из важнейших проблем для нефтедобывающей промышленности. Это связано с тем, что ввод в действие новых месторождений, привлечение к нефтедобывающей отрасли больших трудовых ресурсов требуют ускоренного решения вопросов оптимизации условий проживания населения районов размещения нефтедобывающих предприятий.

Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Загрязняющие воздух вещества могут поступать в атмосферу в виде неорганизованных и организованных выбросов. Выбросы и выделения вредных веществ в атмосферу происходит в основном вследствие:

- потеря нефтяного газа через неплотности технологического оборудования,
- сжигания нефтяного газа на факелах, жидкого и газообразного топлива в топках технологических печей,
- аварий на скважинах промысловом оборудовании

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу.

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти.
2. Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов.
3. Защита оборудования от коррозии.
4. Оснащение предохранительных клапанов всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление.
5. Сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или факел аварийного сжигания газа.
6. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

Источники загрязнения поверхностных и подземных вод и охрана водоемов от загрязнения

Возможными источниками загрязнений водоемом и грунтовых вод при ГДИС являются:

- аварийные выбросы нефти,
- нарушения герметичности колонны в скважине,
- порыв водоводов и трубопроводов,
- сброс недостаточно очищенных промышленных вод,

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.
2. Скважины на воду для технических нужд при бурении скважин должны быть ликвидированы после окончания бурения или переведена на баланс местных организаций.
3. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.
4. На линиях вероятного стока нефти при авариях коллекторов должны быть созданы запасы сыпучих материалов (грунт, гравий) для создания нефтеловушек.

5. На территории водоохранной зоны вдоль берегов рек и их притоков следует выделить прибрежные водоохранные зоны.

6. При освоении и капремонте скважин сброс нефтяной эмульсии осуществлять в нефтяной коллектор или закрытую емкость.

7. Организовать ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтедобывающих объектов.

Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения

Источниками загрязнения почвы и почвенных вод являются компоненты нефти, всевозможные промышленные отбросы и продукты прорывов трубопроводов.

Основным типом сооружаемых амбаров являются односекционные дренажные ямы, их объем зависит от глубины и количества скважин в кусте.

Порядок ликвидации амбаров:

1. Откачка чистой воды,
2. Засыпка амбара грунтом,
3. Ликвидация обваловки вокруг амбара,
4. Зачистка замазученности с территории площадки,
5. Отсыпка грунтом нарушенного слоя почв,
6. Уборка завалов и мусора.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации (ЧС). Наиболее распространенные из них носят техногенный характер:

- пожары;
- отключение электроэнергии;
- взрывы;
- разлив нефти и многое другое.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

1. Перечень возможных аварий на объекте;
2. Способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
3. Действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию
4. Людей и проведение предусмотренных мероприятий;
5. Список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
6. Способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
7. Список и местонахождение аварийной спецодежды, средств
8. Индивидуальной защиты и инструмента;
9. Список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
10. Акты испытания СИЗ, связи, заземления
11. График и схему по отбору проб газовой воздушной среды;
12. Технологическая схема объекта;
13. Годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. [15]. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении работ по проведению гидродинамических исследований место проведения замера должно соответствовать требованиям охраны труда и безопасности жизнедеятельности.

Скважина должна быть оборудована рабочей площадкой и лубрикатором, согласно правилам безопасности в НГП и прошаблонирована на глубину спуска прибора. Диаметр и длина шаблона должна быть не меньше длины и диаметра исследовательского прибора. Опресовка устья должна выдерживать ожидаемое давление на буферной задвижке.

Во время проведения исследования оборудование на скважине должно располагаться в соответствии с технологической схемой. Работы по снятию замеров проводятся оператором ГДИС не ниже 4 разряда согласно утвержденному плану работ. Спуск прибора осуществляется под строгим контролем счетчика глубины со скоростью не более 1 м/с во избежание обрыва проволоки.

При производстве работ операторы по исследованию скважин должны руководствоваться:

- технологическим регламентом для данного вида замеров;
- правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [18];
- требованиями охраны окружающей среды [19];
- утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности [12];
- инструкциями по эксплуатации приборов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной работы являлось определение возможности применения анализа добычи для получения параметров скважины и пласта, как дополнения и альтернативы гидродинамическим исследованиям на неустановившихся режимах фильтрации

ГДИС являются неотъемлемой частью разработки любого месторождения. Их результаты используются при планировании геолого-технологических мероприятий, анализе текущего состояния разработки месторождений и составлении проектных документов. Однако, их проведение практически всегда связано с остановкой добывающих скважин, что влечет за собой потери нефти в дополнение к затратам на сами исследования.

Разрабатываемые пласты ХХХ месторождения относятся к низкопроницаемым коллекторам. При проведении традиционного ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации для достоверного определения ФЭС пласта (установления радиального режим течения), может потребоваться слишком значительная продолжительность исследования, и как следствие потери в добыче.

Одним из решений вышеперечисленных трудностей является использование Анализа добычи в ПО «Toraze». Проведённые опытные интерпретации демонстрируют возможность использования данного метода и как дополнения к традиционным ГДИС, так и в качестве их альтернативы.

В результате работы были выявлены следующие требования и ограничения метода:

- для получения корректных диагностических графиков особую важность имеет качество входных данных;
- наличие в замере или перед ним коротких остановок упрощают процесс выбора пластового давления и улучшают вид диагностического графика на ранних этапах исследования;

- полученные в результате аналитического расчета параметры системы являются исходными данными для проведения численного моделирования, и должны адекватно описывать работу скважины в обоих случаях;

- период прогноза добычи а так же степень его корректности определяется на основании стабильности и длительности исходных данных.

По проведенным Анализам добычи параметры системы двух соседних скважин согласуются между собой, что является косвенным подтверждением достоверности полученных результатов. Используя эти данные сделаны прогнозы добычи скважин в двух вариантах технологических режимов работ. В целом полученные параметры имеют среднюю степень достоверности (погрешность результатов не превышает 15%).

Так же был проведен расчет экономической эффективности применения Анализа добычи на части фонда, планируемого к исследованию на неустановившихся режимах. Данный расчет показал, что даже при замене небольшого объема ГДИС Анализом добычи, уже после четырех интерпретаций себестоимость одного АД становится меньше, чем затраты на стандартное КВД.

Таким образом по итогу проведенных интерпретаций методика Анализа добычи в ПО КАРРА Toraze подтверждает возможность своего внедрения в качестве дополнения к исследованиям на неустановившихся режимах фильтрации, а в некоторых случаях их альтернативы. С экономической точки зрения, применение метода Анализа добычи на объектах добывающего фонда представляется особенно актуальным и перспективным.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. А.П. Ковырева, М.В. Федорова. Химические методы и технологии повышения нефтеотдачи пласта // Проблемы геологии и освоения недр: сб. науч. тр. / ТПУ. – Томск, 2013. – Выпуск 17.
2. А.П. Айбатова. Описание процессов течения через пористую среду при адсорбции на основании модели запыленного газа // Проблемы геологии и освоения недр: сб. науч. тр. / ТПУ. – Томск, 2017. – Выпуск 21.
3. А.П. Айбатова. Особенности интерпретации гидродинамических исследований мквэжин с горизонтальным окончанием // Проблемы геологии и освоения недр: сб. науч. тр. / ТПУ. – Томск, 2017. – Выпуск 22.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Авторский надзор за разработкой ХХХ месторождения – Уфимский Научно-Технический Центр, 2007-2008 г.
2. А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов М., 2006 г.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ, пособие: В 6 т. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - Т. 5. - 431 с.: ил. ISBN 5-8365-0156-4.
4. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
5. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
6. Динамика цен на нефть в 2017 г. Информационное агентство России «ТАСС»: [Электронный ресурс]. - Режим доступа . - <http://tass.ru/info/4860528>
7. И.С. Каешков, М.И. Кременецкий. Оценка пластового давления в многоскважинных системах по комплексу технологий «decline analyze» и циклических гдис // Материалы 12-й научно-технической конференции. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2013. – 102 с.
8. Курсы валют ЦБ РФ. Среднегодовой валютный курс за 2017 для Доллар: [Электронный ресурс]. - Режим доступа . - <https://www.kursvaliut.ru/>
9. Курсы валют ЦБ РФ. Среднегодовой валютный курс за 2017 для Евро: [Электронный ресурс]. - Режим доступа . - <https://www.kursvaliut.ru/>
10. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-100-91. – М.: Миннефтепром, ВНИИ, 1991. – 540с.

11. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая, В.Б. Романюк, А.А. Вазим, И.В. Шарф, М.Р. Цибулькикова и др.; Томский политехнический университет. - Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. - 166 с.

12. Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности" (утв. Минтопэнерго РФ 11.03.1993).

13. О. Узе, Д. Витура, О. Фьярэ. Анализ динамических потоков – выпуск 4.10.01. – Карра, 2008. – 358с.

14. О. Узе, Д. Витура, О. Фьярэ. Анализ динамических потоков – выпуск 5.12.01. – Карра, 2017. – 743с.

15. Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах от 26.08.2013г. №730.

16. ПОТ Р М-012-2000. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте" (утв. Постановлением Минтруда РФ от 04.10.2000 N 68).

17. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 №997н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.»

18. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

19. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.02г. №7-ФЗ (с изменениями и дополнениями).

20. Экология и безопасность жизнедеятельности: Учеб. пособие для вузов/ Д.А. Кривошеин, Л.А.Муравей, Н.Н. Роева и др.; Под ред. Л.А. Муравья. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2000. - 447 с.

21. Эрлагер Р.мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512с.

Приложение А
(справочное)

Review of literature

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Айбатова Анастасия Павловна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н		

INTRODUCTION

The current state of the petroleum industry is characterized by the depletion of industrial hydrocarbon reserves and the deterioration of the structure of residual resources. The transition of the highly productive deposits in Siberia to the late stage of development leads to the need to develop deposits that have unfavorable for the extraction of the conditions of occurrence and the physical properties of saturating fluids.

One of the effective ways to involve hard to recover reserves in development is drilling horizontal wells (HW). This way makes it possible to increase the coverage factor of the impact, both in terms of area and in the section of productive sediments.

As a result, it is possible to exploit the fields with separate well screens, reduce depressions, and increase the duration of the anhydrous period of well operation.

But it should be taken into account that when developing oil fields by horizontal or directional wells in order to ensure their efficient operation, it is necessary to regularly monitor the change in the reservoir's filtration parameters, and also monitor the dynamics of reservoir pressure.

Pressure Transient Analysis are an effective way of assessing the state near the well space and the filtration parameters of the remote part of the reservoir, it allows to determine the optimal modes of operation of the HW, to identify factors that affect the efficiency of its operation.

However, in order to obtain reliable results, it is necessary to achieve a radial regime of fluid inflow from the formation to the well, which leads to a long, simple and significant economic loss.

In this connection, the need to master additional methods of hydrodynamic HS research is an urgent task of petroleum industry.

Production Analysis (PA) is a natural addition to the analysis of data on unsteady filtering regimes, when pressure and discharge data are known, and certain analysis and interpretation, as well as an independent method of determining the parameters of the well operation and the formation characteristics, are necessary.

PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS

Twenty years ago PTA was still named ‘Well Test Interpretation’, as only well test operations could provide such data. In the last years well tests have been complemented and partially replaced by formation tests and any shut-in monitored by permanent downhole gauges, hence the new, more generic name.

Today’s definition of PTA is less about the operation that produces the data than the processing applied to them. In PTA we gather pressures and rates, preferably downhole, and we focus on one or several periods of interest, generally shutins (buildup or falloff) to perform a diagnostic. The diagnostic leads to the choice of a model and this model is then used to simulate pressure values to be matched on the data. The model is then tried against a larger portion of the recorded data, if available. Part of the process involves matching the model parameters on the data by trying to achieve the best possible match, either by trial and error or using nonlinear regression.

Until 1983, PTA methodology was a manual process alternating type-curve matching and specialized analyses. Type-curves without derivative had poor diagnostic capabilities. The results from specialized plots would help position the data on the type-curve.

To most engineers the replacement of manual techniques by computer based analysis in their day-to-day work occurred in the 1980s, and came from three major breakthroughs:

- Electronic downhole pressure gauges, either run with memory or on electric line, became cheap and reliable, detecting repeatable behaviors far beyond what the previous generation of mechanical gauges could offer.

- The spread of Personal Computers allowed the development of PC-based pressure transient analysis software. The first PC based programs appeared in the 1980’s, initially reproducing the manual methods on a computer. Since then, new generations of tools have been developed, with modern methodology at its core.

- The Bourdet derivative is certainly the single most important breakthrough in the history of Pressure Transient Analysis. It is still today the cornerstone of modern technology.

The principle of the Bourdet derivative is very simple: the Bourdet Derivative is the slope of the semilog plot displayed on the loglog plot. [3].

A complete production test is made up of several characteristic flow regimes, initially wellbore storage and near wellbore conditions, to late time boundary effects. Most of the recorded pressure data describes transitional behavior from one regime to the next, and straight lines are difficult to identify on the specialized scale plots. The log-log scale is preferred for well test interpretation: all flow regimes can be characterized on a single plot, providing a diagnosis of the complete well behavior and thus defining the appropriate interpretation model(s).

For a given period of the test, the change in pressure, Δp , is plotted on log-log scales versus the elapsed time Δt , as illustrated on Figure 1. A test period is defined as a period of constant flowing conditions (constant flow rate for a drawdown and shut-in period for a build-up test). The complete set of pressure data between two rate changes is used, from very early time to the latest recorded pressure point. The log-log analysis is a global approach as opposed to straight-line methods that make use of only one fraction of the data, corresponding to a specific flow regime.

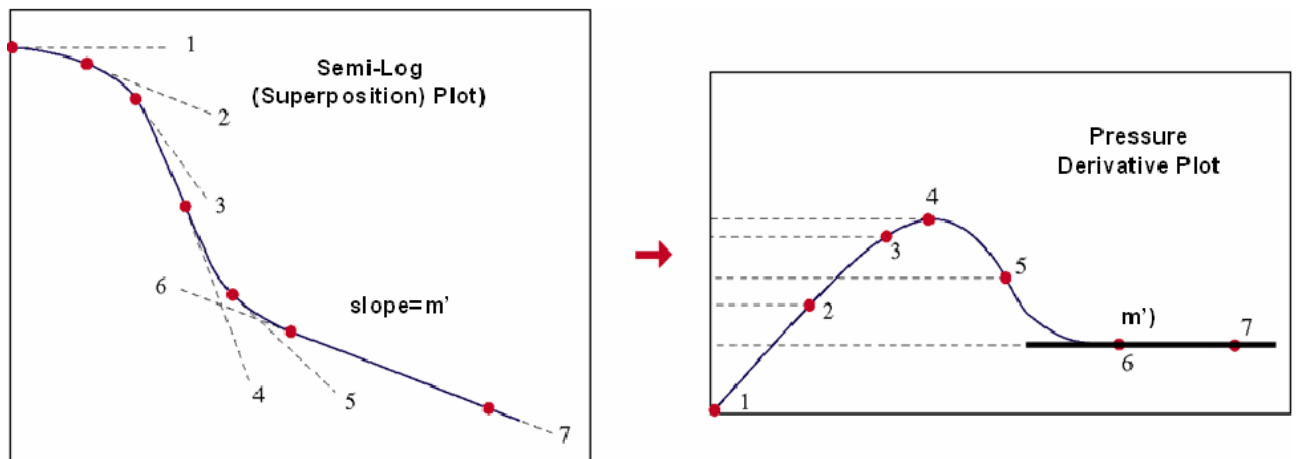


Fig. 1 - Bourdet derivative, semilog plot and loglog plot

On log-log scales, the shape of the response curve is characteristic: the product of one of the variables by a constant term is changed into a displacement on the logarithmic axes. If the flow rate is doubled, for example, the amplitude of the response

Δp is doubled also, but the graph of $\log(\Delta p)$ is only shifted by $\log \log$ along the pressure axis. [2].

When IARF occurs we have the approximation: $\Delta p = m' \Delta t$

Where m' is the slope of the semilog straight line. In the following the drawdown response is a specific case of the multirate response, and the logarithm of time is the specific superposition time for a drawdown. The derivative is therefore:

$$\text{Derivative when IARF has been reached: } p' = \frac{d\Delta p}{d \ln(\Delta t)} = m'$$

When IARF is reached, the derivative stabilized to a level equal to the slope of the semilog straight line. This property was the main reason for the development of the derivative, as it is easy and straight forward to identify IARF on the loglog plot, something which is virtually impossible on the semilog plot. One can say that the derivative is a ‘magnifying glass’ of the semilog behavior, conveniently placed on the same plot, used historically for type-curve matching.

Pure wellbore storage effects are only observed at very early time when the well pressure behavior is dominated by the well fluid decompression or compression. At early time, when pure wellbore storage is present, pressure and the Bourdet derivative curves will merge on a unit slope straight line on the loglog plot.

At early time only the part of the reservoir in front of the fracture will significantly contribute to the well production, orthogonal to the fracture plane. This is what we call the linear flow. The early time flow regime of a high conductivity fracture is characterized on a loglog plot by a half unit slope on both the pressure and derivative curves. The level of the derivative is half that of the pressure.

The bi-linear flow regime is usually happening at very early time, and is not always seen. It represents the time at which the pressure drop along the fracture is significant, and in reality this time is very short. During bi-linear flow the pressure change and the Bourdet derivative follows two parallel straight lines with a slope of one quarter (1/4). The level of the derivative is a quarter of that of the pressure change.

Combined with the early time unit slope during wellbore storage, the derivative provides an immediate way to define the pressure and the time match on the loglog

plot, just by positioning a unit slope line on the wellbore storage regime and positioning the horizontal line on the IARF response. [3].

By comparing the log-log data plot to a set of theoretical curves, the model that best describes the pressure response is defined. Usually, theoretical curves are expressed in dimensionless terms because the pressure responses become independent of the physical parameters magnitude (such as flow rate, fluid or rock properties). An example of dimensionless term is skin factor S which is much more meaningful than the actual pressure drop near the wellbore ΔP_{ski} . [2]

This alone would have made the Bourdet derivative a key diagnostic tool. The delightful surprise was that the derivative could do much more, and that most well, reservoir and boundary models carry a specific signature on the derivative response. It is this remarkable combination that allowed the derivative to become the diagnostic and matching tool in Pressure Transient Analysis.

Horizontal well

Advances in drilling and completion technologies have placed horizontal wells among the techniques used to improve production performance. For example in the case of gas cap or bottom water drive, horizontal wells prevent coning without introducing the flow restriction seen in partial penetration wells. Horizontal drilling is also efficient to increase the well surface area for fluid withdrawal, thus improving the productivity.

In an infinite system, the geometry of the flow lines towards a horizontal well produces a sequence of three typical regimes, as depicted in Figure 2. On the corresponding pressure and derivative response illustrated in Figure 3, three characteristic behaviors are displayed after the wellbore storage unit slope straight line:

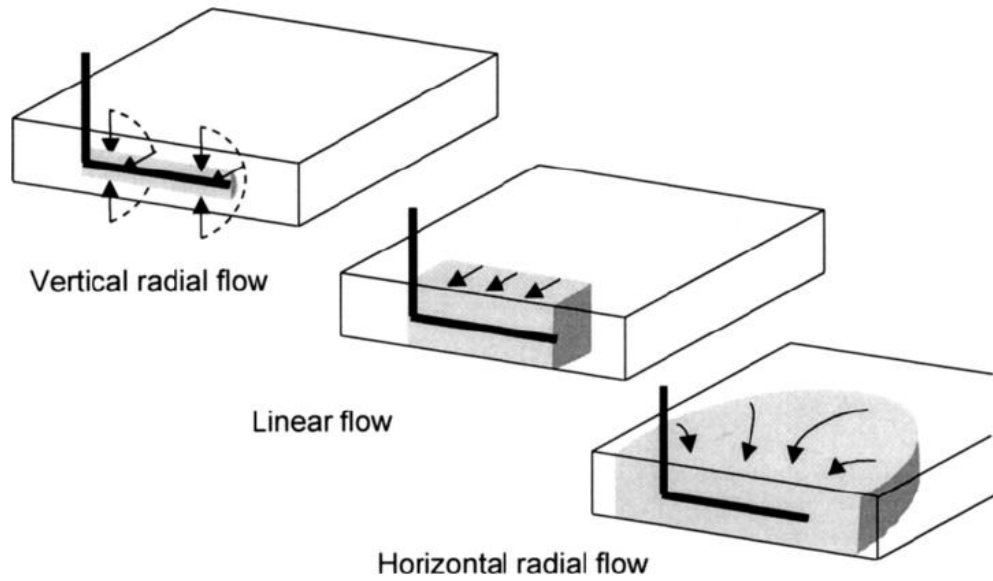


Figure 2 – Flow geometry to an horizontal well

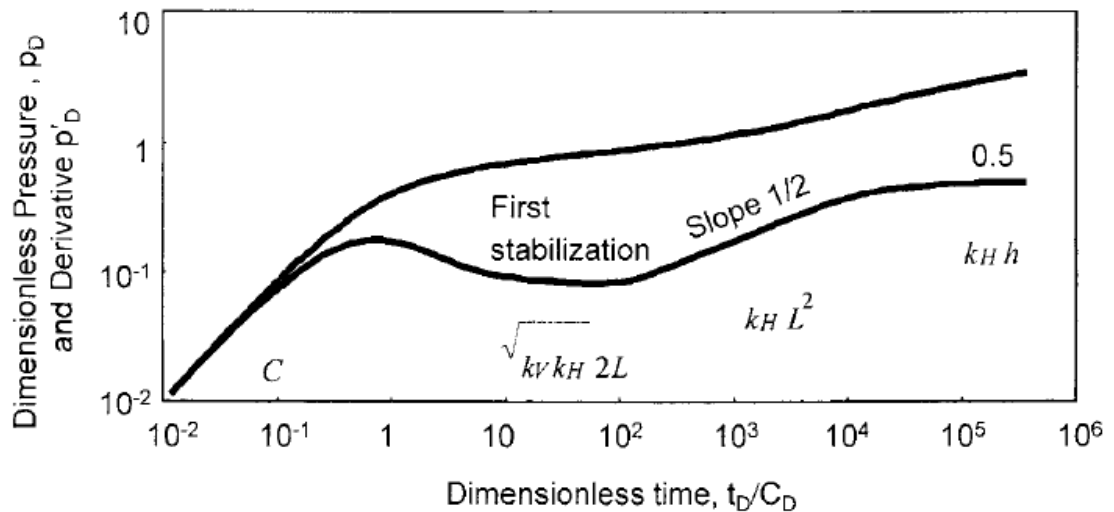


Figure 3 – Horizontal well with wellbore storage and skin, homogeneous reservoir

In practice, the well geometry is not as simple as in the ideal configuration. Most horizontal drain holes are not straight and parallel to the upper and lower boundaries, but show several oscillations over the formation thickness. Frequently, the skin is not uniform along the drain hole and in many cases the well does not produce on the complete length but in one or several segments. When the pressure gradient in the wellbore become large, the infinite conductivity hypothesis is not applicable and the horizontal well shows a finite conductivity behavior.

Frequently, horizontal well responses do not exhibit the three individual flow regimes. Horizontal wells involve large wellbore volume, therefore a large wellbore storage coefficient and the wellbore storage effect lasts in general longer than in vertical wells. For this reason, the first radial flow may be difficult to identify. The last derivative stabilization is not always present within a normal test duration: the linear flow transition, before pseudo-radial flow regime, can last several log cycles on the time scale. The log-log diagnostic indicates the different flow regimes present on the response, and which parameters, or groups of parameters, can be estimated and which are not defined.

When the complete sequence of flow regimes is identified on the derivative response, the early time unit slope straight line and the final stabilization are used to define the time and pressure matches, yielding the permeability-thickness product $k_H h$ and the wellbore storage coefficient C . The intermediate time linear flow regime is used to estimate the effective well half-length L , by adjusting the match of the generated curve on the half unit slope straight line. k_H and L being defined, the first derivative stabilization determines the permeability anisotropy k_v/k_H . The match of the pressure curve during the initial vertical radial flow regime gives the mechanical skin S_w (or S_{TV}). The geometrical skin S_G , and therefore the total skin S_{TH} are defined from the estimated well and reservoir parameters.

When the analysis is consistent, the theoretical pressure curve matches the data during the complete response.

Frequently, some segments of the well do not produce and the effective length $2L$ resulting from analysis is smaller than the drilled length. When several sections opened to the flow are distributed along the complete drain hole, a good match is frequently obtained by assuming the total drilled length. Then, the estimated vertical permeability k_v can be greatly under estimated.

When the vertical radial flow regime is masked by wellbore storage, the permeability anisotropy k_v/k_H cannot be assessed. The late time data give the total skin S_{TH} but, since the geometrical skin S_G is not defined, S_w is not reliable. Different hypothesis of k_v/k_H can change S_w from negative to positive values.

If the test data ends before the final derivative stabilization is reached, the horizontal permeability k_H and the total skin S_{TH} are not fixed, but the half unit slope straight line gives $k_H L^2$. In such case, the vertical permeability k_v can be estimated from the vertical radial flow derivative stabilization, if present. Again, the permeability anisotropy k_v/k_H and the mechanical skin S_w are not accurately defined, but the error on S_w is in general small. [2].

Frequently, after wellbore storage, horizontal well responses only show transitional behaviors between the characteristic flow regimes, and no specialized analysis is possible. Furthermore, with build-up data, the Homer or multiple-rate superposition methods used on the specialized plots can distort the characteristic straight lines, as a result of the changes of flow behavior during the response. Except for the final horizontal radial flow regime, the straight-line methods are seldom used.

PRODUCTION ANALYSIS

Production Analysis (PA) is seen as a natural complement of Pressure Transient Analysis when one has pressure and rate data and wants to make some kind of analysis. This is the case with the spread of Permanent Downhole Gauge (PDG) data, which contain candidate data for both analysis techniques.

PA started in the 1920s on a purely empirical basis, and as a financial tool. There was no technical background to these relations, the objective was to find the right decline function that fit the past history and would be able to assess the US\$ revenue in the future.

In the 1940s, the formulation of constant pressure exponential, hyperbolic and harmonic rate decline was published (Arps, 1945). This was still partly empirical, but some parameters could be quantified using specific analyses.

In the 1960s came the first series of type-curves, still assuming constant flowing pressure. The Fetkovich type-curve combined two families of curves: one for the transient flowing period and one for the late time boundary dominated response. Ten years later Carter extended it to the gas case. Other type-curves were later published to

address further complex configurations including layered and fractured reservoirs. This was done in parallel to the theoretical work done in PTA.

At this stage the methodology was somewhat equivalent to the standard procedure in PTA in the late 1970s. The Arps plot was the counterpart of the Horner plot, and the constant pressure type-curves were the counterpart of the well test drawdown type-curves.

As we have seen the introduction of the Bourdet derivative and PCs dramatically changed PTA in the 1980s and 1990s. This did not happen as fast in PA, where most work continued to be done using Arps and Fetkovich methods, generally as side applications linked to the production databases.

Above all, it is important to stress that decline curves have many limitations:

- The bottom-hole pressure must be fairly constant.
- The well behavior is assumed constant, e.g. no change in skin with time.
- The drainage area of the considered well is constant, i.e. the producing behavior of surrounding wells must also be stabilized.

At the moment, these techniques go into the background, giving way to new methods of diagnosis. [3].

Blasingame plot

Previous sections have described the conventional Decline Curve Analysis methods, and their extension using Fetkovich type-curves. We recall that the latter were obtained by combining a theoretical model response and the empirical decline stems of Arps.

Broadly speaking, one could say that the introduction of type-curve matching techniques in production analysis has opened the way to applying methods developed for well test interpretation to the analysis of production data. The main limitation in the Fetkovich type-curve is the assumption of constant flowing pressure. Blasingame and McCray noted that using a pressure normalized flow rate when the bottom-hole pressure varies significantly did not remedy the problem. They sought functions that

would transform the variable pressures/variable rates solution into an equivalent constant pressure or constant rate solution. [1]. They introduced two specific time functions, t_e the constant rate time analogy, and t_{cp} for constant pressure. For the liquid case, the constant rate analogy time function is defined as the ratio of the cumulative and the flow rate:

$$t_e = \frac{Q(t)}{q(t)}$$

When the normalized rate $\frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$ is plotted versus this function on a loglog scale, the boundary dominated flow period follows a negative unit slope line:

Based on this result, Palacio and Blasingame introduced type-curves that could be used for variable flowing pressure conditions. In order to improve the type-curve analysis the Bourdet derivative was also considered. However, due to the noise inherent to the production data, the derivative was not applied to the normalized flow itself but to its integral. More precisely, the Palacio-Blasingame type-curve plot shows the following:

Normalized rate:

$$PI(t) = \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$$

Normalized rate integral:

$$PI \text{ Int} = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{q(\tau)}{p_i - p_w(\tau)} d\tau$$

Normalized rate integral derivative:

$$PI \text{ Int Der} = \frac{\partial(PI_{Int})}{\partial \ln(t_e)}$$

All three curves are plotted against t_e on a loglog scale:

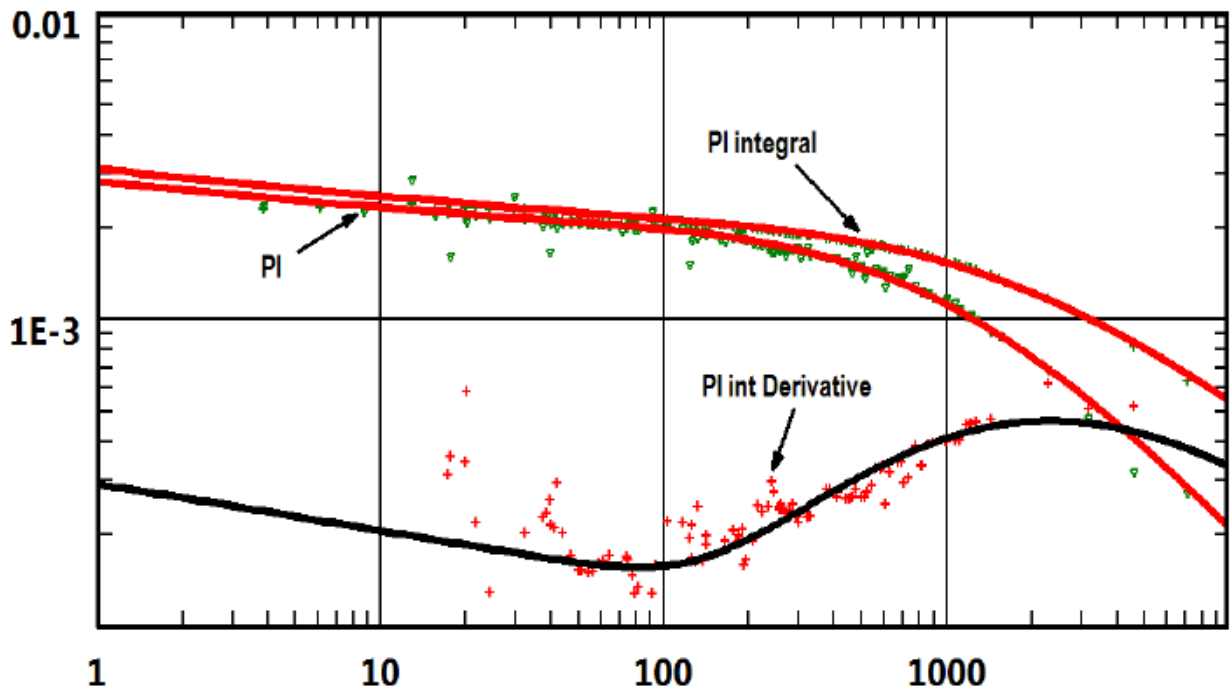


Fig. 2 - Blasingame plot

This plot is used as a diagnostic tool, where the data and a model response are compared. The model can be any model, analytical or numerical, single or multi-well, etc. One can either display the ‘true’ model response, i.e. the response to the full pressure history, or the response to a single pressure step. The single step response shows the signature of the model in a clear, and usable form, whereas the response to the real history is usually very erratic, because the equivalent time is jumping back and forth in time. [3].

Loglog plot

By replacing the time with an equivalent time, defined as the ratio of the cumulative to the flow rate, one can transform a variable flowing pressure test into a constant rate equivalent, at least for a liquid case. The parallel with constant rate solution can be taken one step further if, rather than working with a pressure-normalized rate, we work with rate-normalized pressure.

In other words for the liquid case, if we plot $\frac{p_i - p_w(t)}{q(t)}$ versus $t_e = \frac{Q(t)}{q(t)}$ on a loglog scale the boundary dominated flow will exhibit a unit slope line, similar to pseudo-steady state in Pressure Transient Analysis. Furthermore, if we take the derivative of the normalized pressure with respect to the logarithm of t_e , the transient part will exhibit a stabilization at a level linked to the mobility.

The similarity with PTA is thus complete. Yet, the noise level on the derivative is usually too high, see the figure above. One workaround is to work with a normalized pressure integral, in a manner analogous to what was done on the Palacio-Blasingame type-curves.

Integral of normalized pressure:

$$I(t_e) = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{p_i - p_w(\tau)}{q(\tau)} d\tau$$

Bourdet derivative of the Integral of normalized pressure:

$$I'(t_e) = \frac{\partial I(t_e)}{\partial \ln(t_e)}$$

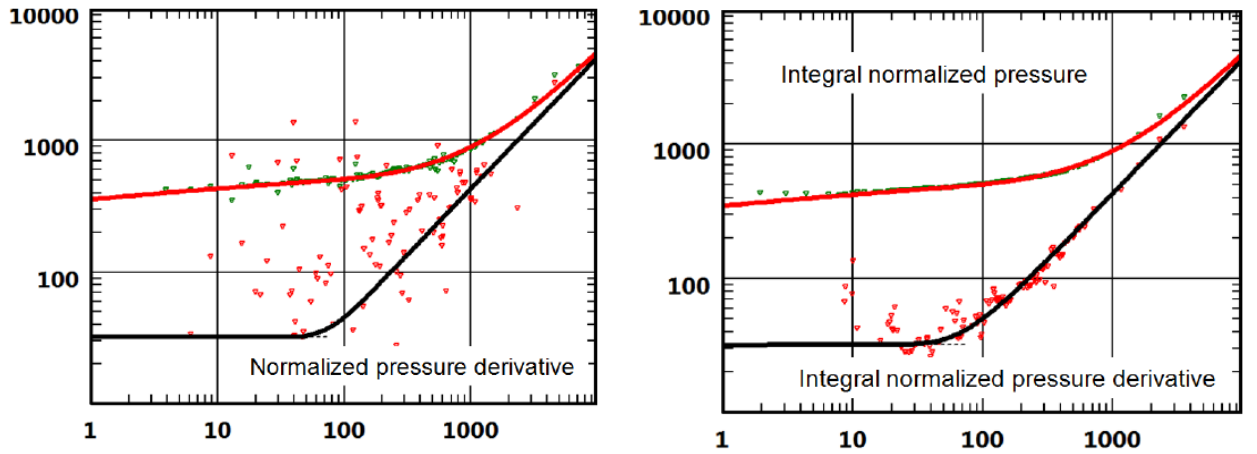


Fig. 3 - Loglog plot

Using the integral preserves the signature of the flow regimes while significantly reducing the noise. Hence such definitions provide a diagnostic tool where most of the usual well test methods can be used. In particular, it is clearly possible to get an estimate of the reservoir kh from the derivative stabilization level. The kh being

known, one can then get a first estimate of the reservoir size from the unit slope late time trend. These calculations are an integral part of the loglog plot. It is possible to either display the 'true' model response, i.e. the response to the full pressure history, or the response to a single pressure step. The single step response, used in all the figures above, shows the signature of the model in a clear and usable whereas the response to the real history is usually very erratic, because the equivalent time is jumping back and forth in time as illustrated in the figure below. [3].

CONCLUSION

Well Tests are an integral part of the development of any field. Their results are used in planning geological and technological measures, analyzing the current state of development of deposits and drawing up project documents. However, their implementation is almost always associated with the shutdown of producing wells, which entails loss of oil in addition to the costs of the research itself.

Developed reservoirs of the XXX field belong to low-permeability reservoirs. When carrying out a traditional Well Tests on unsteady filtration regimes for the reliable determination of the formation of the formation parameters (well exit to the Infinite Acting Radial Flow), it may take too long a study and as a consequence of a loss in production.

One of the solutions to the aforementioned difficulties is the use of the Production Analysis in the "Topaze" software. The conducted experimental interpretations demonstrate satisfactory consistency with the results of traditional Well Tests and confirm the prospects as a complement to studies on unsteady filtration regimes, and in some cases, their alternatives. Thus, the application of the mining analysis method to these facilities is particularly relevant.

Based on the results of the analysis, the following comparative characteristics can be made:

Table 1 – Comparison of methodologies

	Pressure Transient Analysis	Production Analysis
Theoretical basis	Similar equations, the superposition principle, analytical and numerical models	
Time range	Hours, days, weeks	Weeks, months, years
Data sources	Well tests data Plastist Stationary boreholes sensors	Measured production Measuring the pressure on the surface Stationary boreholes sensors
The investigated area of the formation	The volume of research achieved during the shutdown of the well	Area of drainage of a well or group of wells
Modern diagnostic graphics	Bourdet derivative, semilog plot	Semilog plot, Blasingame plot, loglog plot
Basic flow for analysis	Infinite Acting Radial Flow	Pseudo-steady state
Main results	kh and skin-factor	Drainage area
Diagnostic capabilities	From high to very high	Medium to low
Long-term forecasting capabilities	Medium to low	From high to very high
Main advantages	High informative results	No need to stop the work of the well for the study - there is no loss in production
Main disadvantages	Losses in production Measuring costs Long duration of research in low-permeability reservoirs	Less accurate results The need to equip wells with stationary depth gauges or TMS

REFERENCES

1. Blasingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J. Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method SPE-18799 // SPE California Regional Meeting. - Bakersfield, California: 1989.
2. Bourdet Dominique. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Elsevier Science B.V., 2002.
3. Olivier Houze, Didier Viturat, - Ole S. Fjaere. Dynamic Data Analysis – v 5.12.01. – Kappa, 2017.